



450 – 1 Street SW
Calgary, Alberta T2P 5H1

Tél : (403) 920-6545
Télec. : (403) 920-2347
Courriel : sophie_lussier@tcenergy.com

23 août 2019

Déposée par voie électronique

Office national de l'énergie
517, Dixième Avenue S.-O
Calgary (Alberta) T2R 0A8

À l'attention de M^{me} Sheri Young, secrétaire de l'Office

Madame Young,

**Objet: Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM)
Projet de renforcement du réseau de TQM et transfert d'actifs (Demande)**

Ci-joint, vous trouverez pour dépôt auprès de l'Office national de l'énergie (l'ONE ou l'Office), la Demande de TQM visant à obtenir les autorisations pour acquérir, exploiter et opérer les actifs de Sabrevois, propriété actuelle d'Énergir, s.e.c. (Énergir), et pour construire et exploiter la Station de compression de Bromont et l'Interconnexion de Saint-Basile (collectivement, le Projet de renforcement du réseau de TQM et transfert d'actifs ou le Projet).

Les actifs de Sabrevois comprennent une conduite d'environ 64 km (plus 11 km de latérales), un poste de mesurage et des installations connexes situés dans la région de Sabrevois, au Québec. La Station de compression de Bromont comprend la construction d'une nouvelle station de compression. L'Interconnexion de Saint-Basile comprend environ 20 m de conduite NPS 12 reliant le réseau TQM à un poste de livraison d'Énergir proposé à Saint-Basile-le-Grand, au Québec.

Le Projet fait partie d'un ensemble d'installations et infrastructures liées au Programme de renforcement de TQM (le « Programme »), lequel est décrit dans la Demande. Le Programme est nécessaire pour fournir une solution à long terme visant des installations qui permettront de régler le déplacement des sites de consommation sur le réseau de distribution d'Énergir dans les régions de la Montérégie et de l'Estrie, au Québec. Le Programme permettra également de renforcer la sécurité d'approvisionnement, tout en assurant la fiabilité des réseaux de TQM, d'Énergir et de TransCanada PipeLines Limited (TCPL). Le Programme comprend également l'ajout d'une unité de compression par TCPL à sa station 802 existante située à Saint-Philippe, au Québec. TCPL dépose une demande en vertu de l'article 58 pour l'ajout d'une unité de compression conjointement à la présente.

Si l'Office souhaite obtenir de plus amples renseignements à propos de la présente, il est prié de bien vouloir communiquer avec les représentants indiqués dans la Demande.

Cordialement,
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

original signé par

Sophie Lussier
Directrice générale
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

Pièces jointes

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, L.R.C. (1985), chap. N-7, en sa version modifiée, et à ses règlements d'application; et

RELATIVEMENT À une Demande présentée par Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. en vue d'obtenir ce qui suit: l'autorisation de l'Office national de l'énergie d'acquérir certains actifs auprès d'Énergir, s.e.c. et d'inclure les coûts de cette acquisition dans la base de tarification du réseau de TQM, conformément aux parties IV et V de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*; et pour un certificat d'utilité publique à l'égard de des actifs acquis par TQM et une ordonnance autorisant la construction et l'exploitation de nouvelles installations conformément à la partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*; et les approbations connexes en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

GAZODUC TRANS QUÉBEC & MARITIMES INC.

RENFORCEMENT DU RÉSEAU DE TQM ET TRANSFERT D'ACTIFS

Août 2019

À l'attention de Madame Sheri Young
Secrétaire de l'Office
Office national de l'énergie
517, Dixième Avenue S.-O
Calgary (Alberta) T2R 0A8

La traduction de la Demande et de l'Évaluation environnementale et socio-économique du Projet est rendue disponible aux parties prenantes à titre consultatif seulement. Si le texte des documents traduits ne correspond pas à celui des documents originaux soumis à la Régie de l'énergie du Canada, les documents déposés sur le site Web de la Régie de l'énergie du Canada correspondent à la version officielle.

RENFORCEMENT DU RÉSEAU DE TQM ET TRANSFERT D'ACTIFS

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. (TQM) présente une demande à l'Office national de l'énergie (l'Office ou l'ONE), en vertu des articles 47, 52, 58 et 59 et de l'alinéa 74(1)b de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la *Loi sur l'ONE*), visant à obtenir l'autorisation d'acquérir certains actifs et certains droits afférents, définis aux présentes (les « actifs de Sabrevois »), dont Énergir, s.e.c. (Énergir) est propriétaire, et à inclure le coût de cette acquisition dans la base de tarification du réseau TQM, de lui délivrer un certificat d'utilité publique (CUP) pour exploiter et opérer les actifs de Sabrevois une fois intégrés au réseau TQM, de l'autoriser à construire et à exploiter une station de compression et des installations d'interconnexion requises et autres approbations associées.

Contexte

1. TQM est une « compagnie » au sens de la *Loi*. TQM est une compagnie constituée en vertu d'une loi fédérale enregistrée dans les provinces du Québec et de l'Alberta.
2. Le réseau TQM est un réseau de gazoduc comprenant environ 572 km de conduite, ainsi que des installations de compression et autres connexes, reliant le réseau principal canadien de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) à Saint-Lazare, à l'ouest de Montréal, jusqu'à Saint-Nicolas, sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, près de la ville de Québec (le réseau TQM). Le réseau TQM s'étend également de Lachenaie, à l'est de Montréal, jusqu'à East Hereford, sur la frontière Québec / New Hampshire, pour se connecter directement au réseau de transport de Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS).
3. Le réseau TQM est assujéti à la juridiction fédérale et est réglementé par l'Office.
4. TQM a été constituée dans le but d'aider Gazoduc TQM et Société en commandite TQM (la « Société en commandite ») à, entre autres, construire et exploiter le réseau de TQM. La Société en commandite est propriétaire du réseau de TQM, lequel est détenu par TQM à titre de mandataire de la Société en commandite. Gaz Métro Holding inc., filiale d'Énergir, et TCPL, filiale de TC Energy Corporation, détiennent des participations égales dans la Société en commandite et en sont les commandités.
5. TCPL exploite le réseau TQM en vertu de conventions de service convenues entre TCPL, TQM Services Limited Partnership et TQM. Dans l'opération et l'exploitation du réseau TQM, TCPL applique les politiques corporatives de TC Energy, lesquelles

- sont les mêmes que celles appliquées dans l'opération et l'exploitation des autres pipelines détenus par TC Energy et assujettis à la réglementation fédérale.
6. Énergir est une utilité publique réglementée par la Régie de l'énergie (la Régie).
 7. Énergir est la principale entreprise de distribution de gaz naturel au Québec (à l'exception de la région de l'Outaouais) et elle sert plus de 205 000 clients (résidentiels, commerciaux et industriels) dans plus de 325 municipalités.
 8. Le réseau TQM et le réseau principal canadien de TCPL s'interconnectent avec le réseau de distribution de gaz naturel d'Énergir situé dans les régions de la Montérégie et de l'Estrie, au Québec.
 9. Le 21 août 2019, TQM et Énergir ont conclu un contrat de vente prévoyant l'achat, par TQM, des actifs de Sabrevois (appendice 1-1).
 10. Les actifs de Sabrevois sont sous réglementation provinciale et ont été initialement approuvés par la Régie de l'électricité et du gaz en vertu de l'Ordonnance G-338 (appendice 7-1). Les actifs de Sabrevois ont été construits conformément aux codes de l'Association canadienne de normalisation (Normes CSA) en vigueur au moment de la conception et de la construction de la conduite et sont exploités conformément aux Normes CSA présentement en vigueur et aux exigences provinciales applicables. Les actifs de Sabrevois font actuellement partie du réseau de distribution d'Énergir et se connectent au réseau principal canadien de TCPL, à la station de mesurage de Sabrevois et au réseau TQM à la station de livraison de Waterloo de TQM.

PROJET DE RENFORCEMENT DU RÉSEAU DE TQM ET TRANSFERT D'ACTIFS (LE PROJET)

11. Le Projet fait partie d'un programme général (le Programme de renforcement de TQM) qui englobe des efforts conjoints de planification d'installations entre TQM, TCPL et Énergir. Le Programme de renforcement de TQM est requis pour répondre aux obligations contractuelles existantes sur le réseau principal canadien de TCPL dans la zone de livraison Énergir Eastern Delivery Area (la zone Énergir-EDA) où cette dernière détient une franchise de distribution. La demande croissante en gaz naturel sur le réseau de distribution d'Énergir en Montérégie et en Estrie entraîne un déplacement de la consommation au sein de la zone Énergir-EDA. Ainsi, le Programme de renforcement de TQM propose une solution à long terme visant des installations qui permettront de gérer la demande croissante et les changements dans la manière dont le gaz naturel est consommé et transporté sur le réseau principal canadien de TCPL, le réseau TQM et le réseau de distribution d'Énergir en Montérégie et en Estrie. Le Programme de renforcement de TQM permettra également de renforcer la sécurité d'approvisionnement du réseau TQM et ce, tout en minimisant la construction de nouvelles installations par TQM, Énergir et TCPL.

12. Le Projet consiste à acheter les actifs de Sabrevois d'Énergir ainsi qu'à construire et à exploiter une nouvelle station de compression à Bromont, au Québec (la Station de compression de Bromont) et une nouvelle interconnexion à Saint-Basile-le-Grand, au Québec (l'interconnexion de Saint-Basile).
13. Le coût estimatif du Projet, y compris les coûts d'intégration, est de 119 M\$. Pour de plus amples renseignements, voir section 6.
14. Dans le cadre du Programme de renforcement de TQM, la présente Demande est déposée à l'Office conjointement à une demande par TCPL en vertu de l'article 58 de la *Loi sur l'ONE* relativement au projet d'ajout d'une unité de compression additionnelle C1 à la Station 802.
15. TQM comprend que, parallèlement à la présente, Énergir déposera à la Régie une demande visant à obtenir l'autorisation de vendre les actifs de Sabrevois à TQM. La demande d'Énergir visera également à obtenir l'approbation pour la construction d'un poste d'embranchement et d'installations d'odorisation sur son réseau, lesquels sont nécessaires dans le cadre du Programme de renforcement de TQM.
16. Toutes les composantes du Programme de renforcement de TQM, y compris le Projet, sont interdépendantes et requises pour répondre aux besoins du Programme de renforcement de TQM. Par conséquent, le Projet ne sera réalisé que si tous les composants du Programme de renforcement de TQM obtiennent les autorisations réglementaires nécessaires.

Actifs et droits afférents transférés

17. Conformément au contrat de vente (appendice 1-1), TQM a convenu d'acheter la conduite de Sabrevois d'environ 64 km avec ses composantes connexes, notamment le poste de livraison de Sabrevois, sept latéraux, des emplacements de vannes, des installations de lancement et de réception, des installations de protection cathodique, des redresseurs, des anodes et autres participations diverses (collectivement, les actifs de Sabrevois ou l'achat d'actifs de Sabrevois). L'annexe A du contrat de vente contient des informations détaillées sur les actifs et les droits afférents associés aux actifs de Sabrevois. La figure 1-1 de la section 1 présente la carte des actifs de Sabrevois que TQM souhaite acquérir.
18. Le coût de l'acquisition des actifs de Sabrevois par TQM s'établit à environ 405 000 \$, plus tout ajustement applicable, comme décrit à l'annexe C du contrat de vente. De plus, les coûts pour intégrer les actifs de Sabrevois dans le réseau TQM (p. ex. modifications de conduite, les terrains, la signalisation et les coûts liés à l'intégrité) sont estimés à 13,7 M\$. Voir les sections 6 et 8 pour de plus amples renseignements.

19. TQM demande donc à l'Office de l'autoriser à acquérir les actifs de Sabrevois auprès d'Énergir et d'opérer et exploiter ceux-ci comme partie intégrante du réseau TQM.

Station de compression et interconnexion

20. Par la présente, TQM demande également l'autorisation de construire et d'exploiter les composantes du Projet suivantes :
- Une nouvelle station de compression composée d'un compresseur électrique, d'un compresseur au gaz et de composantes connexes (la station de compression de Bromont)
 - Environ 20 m de conduite NPS 12 (Interconnexion de Saint-Basile)
21. Des cartes détaillées des diverses composantes du Projet se trouvent aux sections 1 et 5 de la présente Demande.

Calendrier et Implantation

22. TQM demande l'approbation du Projet pour rencontrer une date de mise en service prévue pour novembre 2022. Pour respecter cette date de mise en service, TQM prévoit commencer la construction de la station de compression de Bromont en juillet 2021, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires et du respect des conditions de conformité.
23. La clôture de l'achat des actifs de Sabrevois (la « clôture ») est assujettie à la réception de toutes les approbations réglementaires, y compris celle de l'ONE, et à aux autres conditions préalables précisées à l'article 5 du contrat de vente. TQM et Énergir souhaitent conclure l'achat des actifs de Sabrevois d'ici le deuxième trimestre de 2022 afin de disposer de suffisamment de temps pour construire le raccordement de la station de compression de Bromont à la conduite Sabrevois avant la date de mise en service. TQM fournira à l'ONE une confirmation écrite de la date de clôture (la « Date de clôture ») au moins 30 jours avant cette clôture.
24. TQM demande un CUP lui permettant d'exploiter et d'opérer les actifs de Sabrevois une fois intégrée dans le réseau TQM assujetti à la juridiction de l'ONE à compter de la date de clôture.
25. Une fois les approbations réglementaires obtenues, TQM collaborera avec Énergir afin de transférer et d'intégrer les actifs de Sabrevois dans le réseau TQM conformément aux dispositions du contrat de vente. La section 8 de la présente Demande fournit des détails supplémentaires sur le transfert physique et l'intégration des actifs de Sabrevois.

-
26. Avant la date de clôture, Énergir retirera les installations d'odorisation du poste de livraison de Sabrevois. Énergir isolera également deux latéraux faisant partie des actifs de Sabrevois, qui se raccordent actuellement à ses postes de livraison et d'embranchement, puisqu'ils ne seront plus requis sur le réseau d'Énergir. Comme il est indiqué à la section 8, les travaux de désodorisation et d'isolation seront réalisés aux frais d'Énergir et ne font pas partie de la présente Demande.

OBJECTIFS ET JUSTIFICATIONS

27. Énergir répond aux besoins en gaz naturel des régions de la Montérégie et de l'Estrie depuis les années 1980. Énergir contracte du transport avec TCPL pour desservir son réseau de distribution au Québec; TCPL, à son tour, contracte des capacités de transport sur le réseau de TQM par l'intermédiaire d'un contrat de service de transport ferme T-1 afin de faciliter la livraison de gaz au réseau de distribution d'Énergir.
28. TQM, TCPL et Énergir ont convenu de déployer des efforts conjoints de planification d'installations visant à trouver une solution qui répond aux besoins du réseau de distribution Énergir en Montérégie et en Estrie tout en minimisant la construction d'infrastructures.
29. Après avoir comparé les coûts des alternatives, TQM a établi que les installations proposées par le Programme de renforcement de TQM, y compris le Projet et l'ajout d'une unité de compression à la station 802 par TCPL, constituaient la solution la plus bénéfique sur une base des coûts. Les prévisions de la demande et des approvisionnements, combinées aux engagements contractuels sous-tendant le Projet, démontrent qu'il sera utilisé et utile tout au long de sa vie économique.

SERVICES DE TRANSPORT ET DROITS

30. TQM fournira des services de transport au moyen du Projet conformément aux *Conditions de service* de TQM en vigueur.
31. TQM propose d'intégrer les coûts du Projet (rolled-in) à sa base de tarification et d'établir les droits relatifs à ses services de transport conformément à la méthode de conception des droits de TQM en vigueur.
32. Le contrat de transport ferme T-1 existant entre TQM et TCPL sera amendé afin de tenir compte des nouveaux points de réception et de livraison, tels qu'ils sont définis dans la grille du droit du service de transport ferme T-1 de TQM.

CONTENU DE LA DEMANDE

33. Conformément au *Guide de dépôt* de l'Office (y compris les guides A et R), ainsi qu'aux parties III, IV et V de la *Loi sur l'ONE*, TQM fournit, dans le cadre de la présente Demande, les renseignements et détails requis pour justifier l'achat des actifs de Sabrevois, la construction de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile, ainsi que la délivrance d'un CUP et les autres approbations nécessaires à l'exploitation et à l'opération du Projet.

DOCUMENTS À L'APPUI

34. À l'appui de la présente Demande, TQM fournit et mise sur les informations jointes à celle-ci et sur tout autres renseignements additionnels pouvant être déposés avec la demande ou autoriser par l'Office.

REQUÊTES

35. TQM demande à l'Office:
- D'autoriser TQM à acquérir les actifs de Sabrevois auprès d'Énergir, conformément au contrat de vente et à l'alinéa 74(1)b) de la *Loi sur l'ONE*;
 - De produire un rapport recommandant la délivrance d'un CUP en vertu de l'article 52 de la *Loi sur l'ONE*, en vue de poursuivre l'exploitation et l'opération des actifs de Sabrevois et ce, à compter de la date de clôture;
 - D'autoriser TQM, en vertu de l'article 59 de la *Loi sur l'ONE*, à inclure le prix d'achat des actifs de Sabrevois, plus les ajustements additionnels, dans la base de tarification du réseau TQM à la clôture;
 - D'accorder une autorisation de mise en service des actifs de Sabrevois à TQM en vertu de l'article 47 de la *Loi sur l'ONE*;
 - De rendre une ordonnance en vertu de l'article 58 de la *Loi sur l'ONE* autorisant la construction et l'exploitation et d'exempter TQM de l'alinéa 30(1)a) et des articles 31 et 33 de la *Loi sur l'ONE* relativement à ce qui suit :
 - La station de compression de Bromont proposée dans la présente Demande
 - L'interconnexion de Saint-Basile proposée dans la présente DemandePour des fins de précision, ces activités seront entreprises que si le CUP aura été obtenu pour les actifs de Sabrevois et une fois que toutes les conditions applicables à l'article 58 auront été remplies.
 - De rendre, en vertu de la partie IV de la *Loi sur l'ONE*, une ordonnance affirmant ce qui suit :

- Les coûts prudemment engagés et requis pour fournir des services de transport au moyen des installations visées par la Demande- seront inclus dans l'établissement du revenu requis du réseau TQM
- Les droits relatifs aux services de transport utilisant les installations visées par la Demande seront calculés selon la même méthode que celle employée pour calculer les autres droits de transport du réseau TQM, tels qu'approuvés par l'Office de temps en temps
- D'autoriser toute autre requête additionnelle que TQM pourrait demander ou que l'Office pourrait juger appropriée.

Le tout respectueusement soumis,

Calgary (Alberta)
Le 23 août 2019

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

original signé par

Sophie Lussier
Directrice générale
TQM Pipeline

Veillez adresser toutes les communications liées à la présente Demande aux personnes suivantes :

Roselyn Chou
Gestionnaire de projet réglementaire,
Réglementation des installations, Gazoducs canadiens
TransCanada PipeLines Limited
450 – 1 Street SW
Calgary (Alberta) T2P 5H1
Téléphone : (403) 920-2174
Télécopieur : (403) 920-2347
Courriel : roselyn_chou@tcenergy.com

Rosemary Stevens
Conseillère juridique senior
Droit canadien, Gazoducs canadiens
TransCanada PipeLines Limited
450 – 1 Street SW
Calgary (Alberta) T2P 5H1
Téléphone : (403) 920-2174
Télécopieur : (403) 920-2347
Courriel : rosemary_stevens@tcenergy.com

Sophie Lussier
Directrice générale, TQM Pipeline
TransCanada PipeLines Limited
450 – 1 Street SW
Calgary (Alberta) T2P 5H1
Téléphone : (403) 920-6545
Télécopieur : (403) 920-2347
Courriel : sophie_lussier@tcenergy.com

TABLE DES MATIÈRES

1.0	SOMMAIRE EXÉCUTIF	1-1
1.1	Exigences relatives au projet	1-1
1.2	Actifs visés par le transfert	1-2
1.3	Nouvelles installations.....	1-3
1.4	Conception technique.....	1-3
1.5	Conception, intégrité et sécurité	1-5
1.6	Clôture.....	1-5
	1.6.1 Activités pré-clôture.....	1-5
	1.6.2 Activités post-clôture	1-5
1.7	Prix d'achat et coût du capital estimés.....	1-6
1.8	Calendrier du projet	1-6
1.9	Consultation des parties prenantes.....	1-6
1.10	Consultation des Autochtones.....	1-7
1.11	Questions d'ordre environnemental et socioéconomique	1-7
1.12	Autres permis et autorisations réglementaires	1-8
1.13	Désaffectation et abandon.....	1-9
1.14	Structure et contenu de la demande	1-9
2.0	BESOIN ET NÉCESSITÉ.....	2-1
2.1	Besoins comblés par le Projet.....	2-1
2.2	Flux gaziers et infrastructures gazières desservant le marché du Québec	2-1
2.3	Solution initiale d'Énergir et initiative de planification conjointe.....	2-4
3.0	MARCHÉS ET APPROVISIONNEMENT	3-1
3.1	Marchés.....	3-1
3.2	Approvisionnement.....	3-2
4.0	TRANSPORT	4-1
4.1	Obligations en transport.....	4-1
4.2	Notification des tierces parties.....	4-1
	4.2.1 Comité Tolls Task Force (TTF).....	4-1
5.0	CONCEPTION DU SYSTÈME	5-1
5.1	Base de la conception.....	5-1
5.2	Objectifs et justification du Projet	5-1
5.3	Projet de Renforcement du réseau de Gazoduc TQM et transfert d'actifs.....	5-1
5.4	Alternatives au Projet.....	5-5
	5.4.1 Alternative visant la construction de nouvelles stations de compression de TQM.....	5-7

5.4.2	Alternative visant la construction de la nouvelle conduite de TQM.....	5-7
5.5	Comparaison des coûts des alternatives.....	5-7
5.5.1	Choix des installations.....	5-8
5.5.2	Avantages des installations proposées.....	5-8
5.6	Schémas.....	5-8
6.0	ÉVALUATION, DROITS ET FINANCEMENT.....	6-1
6.1	Méthode de conception des droits.....	6-1
6.2	Évaluation.....	6-1
6.3	Tarifs.....	6-1
6.4	Impacts estimés sur le coût de service et les droits.....	6-2
6.4.1	Coût en capital estimé du Projet.....	6-2
6.4.2	Paramètres économiques.....	6-2
6.4.3	Coût de service et impacts sur les droits.....	6-2
6.5	Désaffectation et cessation d'exploitation.....	6-3
6.5.1	Coûts estimatifs de cessation d'exploitation.....	6-3
6.6	Financement.....	6-4
6.7	Capacité de financement.....	6-5
6.7.1	TransCanada PipeLines Limited.....	6-5
6.7.2	Énergir.....	6-6
6.8	Plan relatif aux ressources financières.....	6-6
7.0	CONCEPTION, INTÉGRITÉ ET SÉCURITÉ.....	7-1
7.1	Contexte et aperçu.....	7-1
7.2	Gare de lancement et de réception.....	7-3
7.2.1	Pipelines permettant le passage de pistons racleurs (Pigged).....	7-3
7.2.2	Pipelines ne permettant pas le passage de pistons racleurs (Unpigged).....	7-3
7.3	Résumé de l'état actuel de la conduite.....	7-7
7.3.1	Résumé des caractéristiques.....	7-7
7.3.2	Résumé des données de construction.....	7-7
7.3.3	Résumé des données opérationnelles.....	7-8
7.3.4	Résumé des données d'inspection de la conduite.....	7-9
7.3.5	Résumé de la matrice des menaces pour l'intégrité de la conduite.....	7-10
7.4	Poste de livraison de Sabrevois – état actuel.....	7-12
7.5	Résumé relatif au contrôle de la pression et à la protection contre la surpression de la conduite.....	7-13
7.5.1	Stations de compression.....	7-14
7.5.2	Changements de spécification.....	7-15
7.6	Conclusions de l'évaluation d'ingénierie des actifs de Sabrevois.....	7-15
8.0	TRANSFERT PHYSIQUE DES ACTIFS.....	8-1

8.1	Ententes opérationnelles et arrangements	8-1
8.1.1	Entente sur le mesurage et la signalisation par des tierces parties	8-1
8.1.2	Annexe – Travail intérimaire	8-1
8.1.3	Entente de pression	8-1
8.2	Activités pré-clôture.....	8-2
8.3	Activités post-clôture	8-2
9.0	COMPRESSION ET INTERCONNEXION	9-1
9.1	Survol des installations	9-1
9.1.1	Station de compression de Bromont	9-1
9.1.2	Interconnexion de Saint-Basile	9-2
9.2	Composantes du Projet	9-3
9.2.1	Station de compression de Bromont	9-3
9.2.2	Interconnexion de Saint-Basile	9-3
9.3	Station de compression de Bromont	9-4
9.3.1	Emplacement des installations	9-4
9.3.2	Conception de la tuyauterie	9-4
9.3.3	Revêtement de la tuyauterie.....	9-4
9.3.4	Débits et pressions à l'entrée de la station	9-5
9.3.5	Contrôle de la pression et protection contre la surpression	9-5
9.3.6	Schéma de la station de compression de Bromont.....	9-6
9.3.7	Chaudière et réservoirs sous pression	9-7
9.3.8	Épurateur du côté aspiration de la station	9-7
9.3.9	Système d'arrêt d'urgence	9-7
9.3.10	Éléments et installations de contrôle de la corrosion.....	9-8
9.3.11	Type et source d'alimentation.....	9-8
9.3.12	Communications	9-9
9.3.13	Plan d'accès	9-9
9.4	Interconnexion de Saint-Basile	9-9
9.4.1	Emplacement de l'interconnexion	9-9
9.4.2	Conception de la tuyauterie	9-9
9.4.3	Revêtements de la conduite	9-9
9.4.4	Débits et pressions à l'entrée de l'interconnexion	9-10
9.4.5	Contrôle de la pression et protection contre la surpression	9-10
9.4.6	Schéma de l'interconnexion de Saint-Basile	9-11
9.4.7	Éléments et installations de contrôle de la corrosion.....	9-11
9.5	Normes de conception technique	9-11
9.5.9	Normes de l'industrie.....	9-12
9.5.10	Spécifications et normes de TC Énergie.....	9-12
9.6	Type de gaz et composition	9-14
9.7	Construction des installations	9-15
9.7.1	Stratégie de construction et contrats	9-15
9.7.2	Procédures de construction et exécution.....	9-15

9.7.3	Sécurité de la construction	9-16
9.7.4	Inspection de la construction	9-16
9.7.5	Calendrier de construction	9-17
9.7.6	Ressources pour la construction.....	9-17
9.7.7	Camps de construction et hébergement	9-17
9.7.8	Gestion de la qualité.....	9-17
9.7.9	Programme d'assemblage	9-18
9.7.10	Essais non destructifs	9-18
9.7.11	Exemption d'autorisation de mise en service: Assemblages de raccordement	9-19
9.7.12	Mise en service	9-19
9.7.13	Intervention d'urgence	9-19
10.0	SYSTÈMES DE GESTION OPÉRATIONNELLE	10-1
10.1	Systèmes et programmes de gestion	10-1
10.1.1	Programme de gestion des urgences	10-1
10.1.2	Programme de gestion de l'intégrité	10-2
10.1.3	Programme de gestion de la sécurité	10-3
10.1.4	Programme de prévention des dommages causés par de tierces parties	10-3
10.1.5	Programme de sensibilisation du public	10-3
10.1.6	Santé, sécurité et environnement	10-4
10.2	Normes opérationnelles et documentation.....	10-5
10.3	Procédures opérationnelles	10-5
10.3.1	Contrôle des opérations.....	10-6
11.0	QUESTIONS ASSOCIÉES AUX TERRES	11-1
11.1	Questions foncières liées au transfert des actifs de Sabrevois.....	11-1
11.1.1	Informations sur les terres.....	11-1
11.1.2	Description des droits fonciers.....	11-1
11.1.3	Révision et transfert des droits fonciers.....	11-2
11.2	Questions associées aux terres relativement à la station de compression de Bromont et à l'interconnexion de Saint-Basile	11-3
11.2.1	Station de compression de Bromont	11-3
11.2.2	Processus d'acquisition des droits fonciers.....	11-3
11.2.3	Calendrier proposé pour l'acquisition des terres	11-4
11.2.4	Interconnexion de Saint-Basile	11-4
11.2.5	Indemnisation pour les droits fonciers	11-5
11.2.6	Dommages	11-5
11.2.7	Accès aux fins d'arpentage	11-5
11.3	Consultation auprès des propriétaires fonciers et des utilisateurs des terres.....	11-5
11.3.1	Principes et objectifs	11-6
11.3.2	Activités de consultation des propriétaires fonciers	11-6

11.3.3	Questions et préoccupations des propriétaires fonciers	11-7
11.3.4	Consultation en continu	11-7
12.0	CONSULTATION DES PARTIES PRENANTES.....	12-1
12.1	Principes et objectifs.....	12-1
12.2	Conception et méthodologie	12-2
12.2.1	Identification des parties prenantes et préparation du matériel de notification	12-2
12.2.2	Notification et consultation.....	12-3
12.2.3	Transition vers les opérations	12-3
12.3	Outils et activités de consultation	12-3
12.3.1	Documents imprimés	12-4
12.3.2	Mécanisme de rétroaction des communautés et relations avec les médias	12-4
12.4	Sommaire de la consultation des parties prenantes.....	12-5
12.4.1	Projet – Intérêt à l'échelle régionale	12-5
12.4.2	Transfert des actifs de Sabrevois	12-6
12.4.3	Station de compression de Bromont	12-6
12.4.4	Interconnexion de Saint-Basile	12-8
12.5	Commentaires des parties prenantes.....	12-8
12.6	Consultation continue des parties prenantes	12-9
13.0	CONSULTATION DES AUTOCHTONES.....	13-1
13.1	Méthodologie du processus de consultation	13-1
13.1.1	Détermination de la consultation	13-1
13.2	Plan concernant la consultation future et le suivi	13-2
14.0	ASPECTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIOÉCONOMIQUES	14-1
14.1	Vérification environnementale diligente – Actifs de Sabrevois	14-1
14.2	Évaluation environnementale et socioéconomique.....	14-1
14.3	Besoins relatifs à l'évaluation des effets.....	14-2
14.4	Type d'évaluation des effets	14-2
14.5	Portée de l'évaluation	14-2
14.6	Principales conclusions.....	14-4
14.7	Plan de protection de l'environnement	14-4
14.8	Engagement.....	14-4

LISTES DE CONTRÔLE DU GUIDE DE DÉPÔT DE L'ONE

GLOSSAIRE

LISTE DES FIGURES

Figure 1-1	Aperçu du Projet	1-4
Figure 2-1	Infrastructure des conduites de TQM	2-3
Figure 3-1	Prévisions de marché par secteur au Québec	
Figure 5-1	Emplacement du Projet	5-3
Figure 5-2	Carte du Projet de renforcement de TQM.....	5-4
Figure 5-3	Carte des alternatives du Projet.....	5-6
Figure 5-4	Schéma des exigences de débit de TQM en 2022.....	5-9
Figure 7-2	Longueur de la conduite – % de la LEMP pour les pressions maximales d’exploitation.....	7-7

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1-1	Liste provisoire des approbations et autorisations réglementaires du Québec	
Tableau 5-1	Capacités du réseau TQM par rapport aux besoins en 2022.....	5-5
Tableau 5-2	Comparaison des coûts des alternatives du Programme de renforcement de TQM.....	5-7
Tableau 6-1	Coût estimé du capital.....	6-2
Tableau 6-2	Paramètres du coût de service.....	6-2
Tableau 6-3	Coût de service (en milliers de dollars)	6-3
Tableau 7-1	Éléments de révision des actifs de Sabrevois	7-2
Tableau 7-2	Spécifications des installations d’inspection interne	7-3
Tableau 7-3	Spécifications de la conduite dans le cadre du transfert des actifs de Sabrevois.....	7-5
Tableau 7-4	Matrice des menaces pour l’intégrité de la conduite	7-11
Tableau 9-1	Détails des unités de la station de compression de Bromont proposées	9-2
Tableau 9-2	Détails de la tuyauterie de l’interconnexion de Saint-Basile proposées	
Tableau 9-3	Emplacement de la station de compression de Bromont	9-4
Tableau 9-4	Station de compression de Bromont – Matériaux de la tuyauterie	9-5
Tableau 9-5	Débit et pressions maximums de la station de compression de Bromont et de l’interconnexion	9-5
Tableau 9-6	Emplacement de l’interconnexion de Saint-Basile	9-9
Tableau 9-7	Matériaux de la tuyauterie de l’interconnexion de Saint-Basile.....	9-10
Tableau 9-8	Débit et pressions maximums de l’interconnexion de Saint-Basile.....	9-10
Tableau 9-9	Normes de l’industrie visant les installations	9-12
Tableau 9-10	Liste préliminaire des spécifications et normes de la société	9-13
Tableau 9-11	Composition typique du gaz naturel	
Tableau 9-12	Spécifications de la tuyauterie, pression nominale et inspections non destructives requises	
Tableau 11-1	Station de compression de Bromont – Exigences relatives aux terres.....	11-3
Tableau 11-2	Calendrier proposé pour l’acquisition des terres – Station de compression de Bromont	11-4
Tableau 11-3	Interconnexion de Saint-Basile – Exigences relatives aux terres	11-5
Tableau 12-2	Résumé des enjeux – Station de compression de Bromont	12-7

LISTE DES ANNEXES

Section 1 – Sommaire exécutif

Annexe 1-1 Contrat de vente

Section 6 – Évaluation, droits et financement

Annexe 6-1 Rapport de solvabilité de DBRS (TQM)
Annexe 6-2 Rapport de solvabilité de Standard & Poor's (TQM)
Annexe 6-3 Rapport de DBRS sur TC Énergie et TCPL
Annexe 6-4 Rapport de solvabilité de Standard & Poor's sur TCPL
Annexe 6-5 Opinion de Moody's sur la solvabilité de TCPL
Annexe 6-6 Rapport de FitchRatings sur TransCanada Corporation et TCPL
Annexe 6-7 Communiqué de presse de FitchRatings sur TC Énergie
Annexe 6-8 Rapport annuel 2018 de TC Énergie
Annexe 6-9 Rapport trimestriel aux actionnaires (T2 2019) de TC Énergie
Annexe 6-10 Rapport de solvabilité de Standard & Poor's – Énergir inc. et
Énergir, s.e.c.
Annexe 6-11 Rapport de solvabilité de DBRS sur Énergir
Annexe 6-12 Rapport annuel 2018 d'Énergir

SECTION 7 – CONCEPTION, INTÉGRITÉ ET SÉCURITÉ

Annexe 7-1 Décision G-338 de la Régie de l'électricité et du gaz (1983)

Section 9 – Compression et interconnexions

Annexe 9-1 Plan d'aménagement préliminaire – Station de compression de Bromont
Annexe 9-2 Plan d'aménagement préliminaire – Interconnexion de Saint-Basile
Annexe 9-3 Carte d'accès et plan d'arpentage – Station de compression de Bromont
Annexe 9-4 Diagramme du procédé d'écoulement – Station de compression de
Bromont
Annexe 9-5 Diagramme du procédé d'écoulement – Interconnexion de Saint Basile

Section 11 – Questions associées aux terres

Annexe 11-1 Modèle d'avis en vertu de l'article 87(1)
Annexe 11-2 Modèle d'option d'achat
Annexe 11-3 Modèle d'option de servitude
Annexe 11-4 Modèle d'acte de vente
Annexe 11-5 Modèle d'acte de servitude
Annexe 11-6 Modèle d'espace de travail temporaire
Annexe 11-7 Interactions avec les propriétaires fonciers – Nos lignes directrices
Annexe 11-8 Modèle de lettre de présentation à l'intention des propriétaires des terres
traversées (octobre 2018)

Contenu

- Annexe 11-9 Modèle de lettre de présentation à l'intention des propriétaires fonciers situés dans une zone de 30 m (octobre 2018)
- Annexe 11-10 Modèle de lettre de mise à jour à l'intention des propriétaires des terres traversées (août 2019)
- Annexe 11-11 Modèle de lettre de mise à jour à l'intention des propriétaires fonciers situés dans une zone de 30 m (juillet 2019)

Section 12 – Consultation des parties prenantes

- Annexe 12-1 Modèle de lettre de présentation à l'intention des municipalités – octobre 2018
- Annexe 12-2 Modèle de lettre de présentation à l'intention des parties prenantes – janvier 2019
- Annexe 12-3 Modèle de présentation – septembre 2018
- Annexe 12-4 Fiche de renseignements sur le Projet – novembre 2018
- Annexe 12-5 Modèle de lettre de mise à jour à l'intention de la municipalité et de la MRC – août 2019
- Annexe 12-6 Modèle de lettre de mise à jour à l'intention des parties prenantes – août 2019
- Annexe 12-7 Modèle de présentation mise à jour – avril 2019
- Annexe 12-8 Fiche de renseignements mise à jour sur le Projet – juillet 2019

Section 13 – Politique de consultation des Autochtones de TQM

- Annexe 13-1 Politique de consultation des Autochtones de TQM

CHAPITRE 3 – INFORMATION COMMUNE À TOUTES LES DEMANDES

N° de référence :	Exigence de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
3.1 Mesure demandée			
1.	Exigences dont il est fait mention à l'article 15 des Règles.	Demande	
3.2 Objet de la demande ou du projet			
1.	Objet du projet proposé.	Demande, section 2	
3.3 Système de gestion et programmes aux termes du RPT			
1.	Aperçu de ses systèmes de gestion, dont une description de ce qui suit : <ul style="list-style-type: none"> la façon dont les programmes exigés par le <i>Règlement sur les pipelines terrestres</i> (RPT) sont coordonnés à l'intérieur de son système de gestion de manière à promouvoir la sécurité et la protection de l'environnement le processus employé pour apporter les modifications nécessaires au système de gestion. 	Section 10.1	
3.4 Consultation			
3.4.1 Principes et buts du programme de consultation			
1.	La politique ou la vision de la compagnie.	Sections 11, 12, 13	
2.	Les principes et les buts qui sous-tendent le programme de consultation.	Sections 11, 12, 13	
3.	Copie du protocole de consultation des Autochtones, si un tel protocole a été établi, ainsi que les politiques et les énoncés de principe établis relativement à la collecte de renseignements sur les connaissances traditionnelles.	Section 13, Annexe 13-1	
3.4.2 Conception du programme de consultation			
1.	Description de la conception du programme de consultation publique et exposé des caractéristiques qui ont influé sur la conception.	Sections 11, 12, 13	
3.4.3 Mise en œuvre d'activités de consultation pour un projet et résultats attendus			
1.	Les résultats du programme de consultation mené à l'égard du projet.	Sections 11, 12, 13	
3.4.4 Justification de l'absence de programme de consultation			
1.	La demande fait état des raisons pour lesquelles la compagnie n'a pas estimé nécessaire de mettre en œuvre un programme de consultation.		Sans objet
3.5 Notification des tierces parties commerciales			
1.	Confirmer que les tierces parties ont été informées.	Section 4.2	

N° de référence :	Exigence de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
2.	Détails sur les préoccupations soulevées par les tierces parties.	Section 4.2	
3.	Liste des tierces parties intéressées qui se sont déclarées comme telles et confirmation qu'elles ont reçu une notification.		Sans objet
4.	Dans l'éventualité où la notification des tierces parties commerciales n'a pas été jugée nécessaire, fournir une explication.		Sans objet

CHAPITRE 4 – SECTIONS 4.1 ET 4.2 : EXIGENCES COMMUNES POUR LES PROJETS CONCRETS

N° de référence :	Exigence de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
4.1 Description du projet			
1.	Les composants constitutifs du projet, les activités liées au projet et les activités connexes.	Demande, sections 1, 7, 8, 9	
2.	L'emplacement du projet et les critères employés pour déterminer le tracé ou le site proposé.	Demande, sections 1, 5, 9	
3.	Mode et calendrier d'exécution du projet.	Demande, sections 1, 8, 9	
4.	Description des installations devant être construites par des tiers et qui sont nécessaires pour la réalisation des installations proposées.	Demande, sections 2, 8, 9	
5.	Devis des dépenses en immobilisations et frais d'exploitation supplémentaires, et changements aux coûts estimatifs.	Demande, section 1, 5, 6	
6.	Date prévue de mise en service.	Demande, section 1	
4.2 Faisabilité économique, solutions de rechange et justification			
4.2.1 Faisabilité économique			
1.	Description de la faisabilité économique du projet.	Demande, section 2, 3, 5	
4.2.2 Solutions de rechange			
1.	Exposer la nécessité de réaliser le projet et les autres solutions de remplacement qui ont été examinées dans le contexte de la faisabilité économique et indiquer les raisons qui ont incité à opter pour le projet demandé plutôt que pour les autres options possibles.	Demande, section 2, 5	

N° de référence :	Exigence de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
2.	Décrire et justifier le choix du tracé et du site proposés, en incluant une comparaison des différentes possibilités évaluées sur la base des critères de sélection appropriés.	Demande, section 2, 5	
3.	Exposer les raisons étayant le choix des méthodes de conception et de construction. S'il y a lieu, décrire les autres concepts et méthodes qui ont été évalués et expliquer les raisons pour lesquelles ils ont été rejetés.	Demande, section 2, 5, 9	
4.2.3 Justification			
1.	Fournir une justification du projet proposé.	Demande, section 2, 5	

RUBRIQUE A – A.1 QUESTIONS TECHNIQUES

N° de référence :	Exigence de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
A.1.1 Détails sur la conception technique			
1.	Type de fluide et composition chimique.	Section 3.3	
2.	Spécifications à l'égard des tubes de canalisations.	Section 7.3, 9.1.2	
3.	Spécifications à l'égard des tubes de canalisations.	Section 7.2	
4.	Spécifications à l'égard des tubes de canalisations.	Section 9.1.1	
5.	Spécifications à l'égard des tubes de canalisations.	Section 7.4	
6.	Spécifications à l'égard des tubes de canalisations.		Sans objet
7.	Spécifications à l'égard des tubes de canalisations.		Sans objet
8.	Spécifications à l'égard des installations associées à une usine de traitement du gaz, une usine de soufre ou une usine de gaz naturel liquéfié.		Sans objet
9.	Description technique des installations non mentionnées ci-dessus.		Sans objet
10.	Dimensions du bâtiment et usage qui en sera fait.		Sans objet

N° de référence :	Exigence de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
11.	Si le projet envisagé concerne un nouveau réseau qui est une source essentielle d'approvisionnement en énergie pour une région donnée, description des répercussions qu'aurait la perte d'un élément critique.		Sans objet
A.1.2 Principes de conception technique			
1.	Confirmation que les activités liées au projet respecteront les exigences de la plus récente édition de la norme CSA Z662.	Sections 1.4, 7.1	
2.	Déclaration indiquant quelle annexe est utilisée et dans quel but.		Sans objet
3.	Déclaration attestant que le demandeur se conformera au RPT ou au <i>Règlement de l'Office national de l'énergie sur les usines de traitement (RUT)</i> .	Sections 1.3, 7.1, 9.3	
4.	Liste des principaux codes et principales normes, y compris l'édition et la date de publication.	Sections 7.2.2, 9.3	
5.	Déclaration portant que le projet sera exécuté conformément à tous les manuels pertinents de la compagnie et que les manuels en question sont conformes au RPT, au RUT et aux normes et codes relevés pour le projet.	Sections 9.3, 10.1	
6.	Si le projet envisagé touche à une partie quelconque d'un réseau de transport de produits autres que des hydrocarbures, fournir un programme d'assurance de la qualité visant à garantir que les matériaux utilisés dans l'installation conviennent à l'usage auquel ils sont destinés.		Sans objet
7.	Si le projet sera assujéti à des conditions non prévues dans la norme CSA Z662 : <ul style="list-style-type: none"> • déclaration écrite de la part d'un ingénieur qualifié • description des plans de conception et mesures nécessaires pour protéger le pipeline 		Sans objet
8.	Si le projet comporte l'exécution d'un forage dirigé : <ul style="list-style-type: none"> • rapport de faisabilité préliminaire • description du plan de secours 		Sans objet

N° de référence :	Exigence de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
9.	Si de nouveaux matériaux sont utilisés, fournir l'information sur la chaîne d'approvisionnement, en format tabulaire.		Sans objet
10.	Si des matériaux sont réutilisés, fournir une évaluation technique, conformément à la norme CSA Z662, indiquant que cela est approprié au service prévu.	Sans objet	
Règlement sur les pipelines terrestres			
1.	Plans de conception, exigences techniques, manuels, procédures, mesures ou plans pour lesquels le RPT ne propose aucune norme.	Sans objet	
2.	Programme d'assurance de la qualité si la conception du projet n'est pas de type courant ou doit tenir compte d'exigences uniques attribuables à l'emplacement géographique.	Sans objet	
3.	Si des travaux de soudage sont réalisés sur un pipeline de liquide dont le matériau contient un équivalent en carbone de 0,50 % ou plus et qu'il s'agit d'une installation permanente : <ul style="list-style-type: none"> • spécifications et procédés de soudage • résultats des essais d'agrément des procédés 	Sans objet	

RUBRIQUE A – A.2 ÉVALUATION DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIO-ÉCONOMIQUES

N° de référence :	Exigence de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
A.2.5 Description du contexte environnemental et socio-économique			
1.	Cerner et décrire les contextes biophysique et socio-économique actuels de chaque élément (c.-à-d. les données de base) du lieu où le projet serait réalisé.	EESE, section 4	

N° de référence :	Exigence de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
2.	<p>Décrire les éléments biophysiques ou socio-économiques de la zone d'étude qui revêtent de l'importance sur les plans écologique, économique ou humain et qui exigent une analyse plus détaillée compte tenu des résultats des consultations (le tableau A-1 contient des exemples). Lorsque les circonstances exigent des renseignements plus détaillés dans l'EESE, voir :</p> <ul style="list-style-type: none"> i. le tableau A-2 – Exigences de dépôt pour les éléments biophysiques ou ii. le tableau A-3 – Exigences de dépôt pour les éléments socio-économiques. 	EESE, section 4	
3.	<p>Présenter des éléments de preuve (p. ex. renvoi à des ouvrages scientifiques, études sur le terrain connaissances des collectivités et connaissances traditionnelles, évaluations environnementales antérieures et rapports de surveillance) à l'appui :</p> <ul style="list-style-type: none"> • de toutes les informations et données recueillies; • des analyses effectuées; • des conclusions tirées; • de tout jugement professionnel ou de toute expérience invoqué pour satisfaire aux exigences d'information, et les raisons pour expliquer l'importance accordée à ce jugement ou à cette expérience. 	EESE, section 4	
4.	<p>Décrire les méthodes utilisées pour effectuer les relevés et les études (p. ex. ceux touchant la faune, les poissons, les plantes, les espèces en péril ou à statut particulier, les sols, les ressources patrimoniales ou l'usage des terres à des fins traditionnelles et ceux effectués pour établir le contexte de base concernant l'environnement atmosphérique et acoustique) et en prouver le bien-fondé.</p>	EESE, section 4	

N° de référence :	Exigence de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
5.	Le demandeur doit consulter d'autres ministères fédéraux, provinciaux ou territoriaux qui sont experts du domaine ou d'autres autorités compétentes au sujet des données de base et des méthodes.	EESE, section 4	
A.2.6 Évaluation des effets			
Recensement et analyse des effets			
1.	Décrire les méthodes employées pour prévoir les effets du projet sur les éléments biophysiques et socio-économiques, ainsi que les effets de l'environnement sur le projet.	EESE, section 5	
2.	Prévoir les effets associés au projet envisagé, y compris ceux que pourraient entraîner les activités de construction, d'exploitation, de désaffectation et de cessation d'exploitation ou qui se produiraient en cas d'accident et de défaillance, de même que les effets que l'environnement est susceptible d'exercer sur le projet. Si un élément biophysique ou socio-économique, ou la composante valorisée d'un tel élément, exige une analyse plus poussée (voir le tableau A –1), il faut fournir l'information détaillée qui est indiquée aux tableaux A –2 et A–3.	EESE, section 6	
Mesures d'atténuation			
1.	Exposer les mesures d'atténuation standard et, spécifiques proposées pour remédier aux effets du projet et leur pertinence, ou indiquer précisément les sections des manuels de la société qui prévoient les mesures d'atténuation voulues. Veiller à ce que les manuels auxquels il est fait référence soient à jour et qu'ils aient été déposés auprès de l'ONE.	EESE, section 6	
2.	Veiller à ce que les engagements à l'égard des mesures d'atténuation soient communiqués au personnel sur le terrain par l'entremise d'un plan de protection de l'environnement (PPE), en vue de leur mise en œuvre.	EESE, section 7	

N° de référence :	Exigence de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
3.	Décrire les plans et mesures pour contrer les effets potentiels découlant d'un accident ou d'une défaillance en cours de construction ou d'exploitation du projet.	EESE, section 8	
Évaluation de l'importance des effets			
1.	Après la prise en compte des mesures d'atténuation appropriées, recenser tous les effets résiduels du projet.	EESE, section 6	
2.	Décrire la méthode et les critères employés pour déterminer l'importance des effets négatifs, notamment à quel point un effet particulier sur une composante valorisée devient un effet « important ».	EESE, sections 5 et 6	
3.	Évaluer l'importance des effets environnementaux et socio-économiques résiduels qui sont néfastes en fonction des critères définis.	EESE, section 6	
4.	Évaluer la probabilité que le projet ait des effets environnementaux et socio-économiques résiduels qui sont néfastes et prouver le bien-fondé des conclusions tirées.	EESE, section 6	
A.2.7 Évaluation des effets cumulatifs			
Détermination de la portée et analyse des effets cumulatifs			
1.	Relever les composantes valorisées pour lesquelles des effets résiduels sont prévus et décrire et motiver les méthodes utilisées pour prévoir les effets résiduels, le cas échéant.	EESE, section 5	
2.	Pour chaque composante valorisée pour laquelle des effets résiduels ont été cernés, décrire et justifier les limites spatiales et temporelles employées pour évaluer les effets cumulatifs potentiels.	EESE, sections 5 et 6	
3.	Relever les autres installations physiques ou activités qui ont été réalisées ou qui sont susceptibles d'être réalisées dans les limites spatiales et temporelles employées pour évaluer les effets cumulatifs.	EESE, section 6	

N° de référence :	Exigence de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
4.	Déterminer si les effets de ces installations physiques ou activités passées ou futures sont susceptibles de se répercuter sur les composantes valorisées dans les limites spatiales et temporelles définies.	EESE, section 6	
5.	<p>Dans le cas où des installations physiques ou des activités peuvent avoir des effets sur les composantes valorisées pour lesquelles le projet envisagé est susceptible d'avoir des effets résiduels, il faut pousser plus loin l'évaluation des effets cumulatifs, comme suit :</p> <ul style="list-style-type: none"> • prendre en compte dans l'analyse les diverses composantes, étapes et activités associées au projet du demandeur qui pourraient interagir avec d'autres installations; • décrire l'étendue des effets cumulatifs qui agissent sur les composantes valorisées. • si des connaissances ou une expérience professionnelles sont invoquées, expliquer dans quelle mesure on s'y est fié et préciser le raisonnement à l'appui des conclusions tirées ou des décisions prises. 	EESE, section 6	
Mesures d'atténuation des effets cumulatifs			
1.	Exposer les mesures d'atténuation générales et spécifiques, au-delà des mesures d'atténuation propres au projet déjà analysé, qu'il est techniquement et économiquement faisable d'appliquer pour remédier à tous les effets cumulatifs du projet.	EESE, section 6	
Évaluation du demandeur de l'importance des effets cumulatifs			
1.	Après la prise en compte des mesures appropriées pour atténuer les effets cumulatifs, recenser les effets cumulatifs résiduels du projet.	EESE, section 6	
2.	Décrire la méthode et les critères employés pour déterminer l'importance des effets cumulatifs résiduels négatifs, notamment à quel point un effet cumulatif sur une composante valorisée devient « important ».	EESE, section 5	

N° de référence :	Exigence de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
3.	Évaluer l'importance des effets cumulatifs résiduels négatifs en fonction des critères définis.	EESE, section 6	
4.	Évaluer la probabilité que le projet ait des effets environnementaux et socio-économiques cumulatifs résiduels qui sont néfastes et prouver le bien-fondé des conclusions tirées.	EESE, section 6	
A.2.8 Inspection, surveillance et suivi			
1.	Décrire les plans d'inspection visant à garantir le respect des engagements biophysiques et socio-économiques, tel qu'il est stipulé aux articles 48, 53 et 54 du RPT.	EESE, section 24 EESE, Annexe A	
2.	Décrire le programme de surveillance et de contrôle visant à assurer la protection du pipeline, du public et de l'environnement, tel qu'il est requis à l'article 39 du RPT.	EESE, section 7	
3.	Tenir compte de tous les éléments propres à la demande qui sont plus préoccupants et évaluer le besoin d'un programme de contrôle plus en profondeur pour ces éléments.	EESE, section 7	
4.	Dans le cas des projets désignés aux termes de la <i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i> (LCEE), cerner les éléments et méthodes de contrôle qui constitueraient un suivi aux termes de la LCEE (2012).		Sans objet
Tableau A-1 Circonstances qui déclenchent le besoin de fournir une information détaillée sur des éléments biophysiques et socio-économiques			
Environnement physique et météorologique		EESE, sections 4 et 6	
Sol et productivité du sol		EESE, sections 4 et 6	
Végétation		EESE, sections 4 et 6	
Qualité et quantité d'eau		EESE, sections 4 et 6	
Poisson et habitat du poisson, y compris les mesures compensatrices requises découlant d'une autorisation accordée sous le régime de la <i>Loi sur les pêches</i>		EESE, sections 4 et 6	
Terres humides		EESE, sections 4 et 6	

N° de référence :	Exigence de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
	Faune et habitat faunique	EESE, sections 4 et 6	
	Habitat d'espèces en péril ou d'espèces à statut particulier	EESE, sections 4 et 6	
	Émissions atmosphériques	EESE, sections 4 et 6	
	Émissions de gaz à effet de serre (GES)	EESE, sections 4 et 6	
	Environnement acoustique	EESE, sections 4 et 6	
	Occupation humaine et exploitation des ressources	EESE, sections 4 et 6	
	Ressources patrimoniales	EESE, sections 4 et 6	
	Navigation et sécurité en la matière	EESE, sections 4 et 6	
	Usage des terres et des ressources à des fins traditionnelles	EESE, sections 4 et 6	
	Bien-être social et culturel	EESE, sections 4 et 6	
	Santé humaine et aspects esthétiques	EESE, sections 4 et 6	
	Infrastructure et services	EESE, sections 4 et 6	
	Emploi et économie	EESE, sections 4 et 6	

RUBRIQUE A – A.3 QUESTIONS ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES

N° de référence :	Exigence de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
A.3.1 Approvisionnement			
1.	Une description de chaque produit.	Demande	
2.	Une discussion de toutes les sources d'approvisionnement potentielles.	Section 3.1	
3.	Des prévisions de la capacité de production au cours de la durée de vie économique de l'installation.	Section 3.1	
4.	Dans le cas de pipelines dont la capacité fait l'objet de contrats, une présentation des ententes contractuelles qui sous-tendent l'approvisionnement.	Sections 2.3, 3.1, 4.1	

N° de référence :	Exigence de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
A.3.2 Transport			
Capacité du pipeline			
1.	Dans le cas d'un agrandissement, fournir : <ul style="list-style-type: none"> • la capacité du pipeline avant et après l'agrandissement et la capacité additionnelle prévue • une justification démontrant que la capacité du pipeline prévue est appropriée 		Sans objet
2.	Dans le cas d'un nouveau pipeline, une justification démontrant que la capacité du nouveau pipeline est appropriée compte tenu des approvisionnements disponibles.		Sans objet
Débit			
1.	Dans le cas de pipelines dont la capacité fait l'objet de contrats, information sur les ententes contractuelles.	Sections 2.3, 3.1, 4.1	
2.	Pour tous les autres pipelines, fournir des prévisions des débits annuels prévus par type de produit, point de réception et point de livraison, au cours de la durée de vie économique de l'installation.		Sans objet
3.	Si le projet entraîne une hausse de la capacité de débit : <ul style="list-style-type: none"> • capacité théorique et renouvelable des installations actuelles et prévues par rapport aux besoins prévus • les formules de calcul du débit et les données des calculs employées pour déterminer la capacité des installations proposées, ainsi que les hypothèses et les paramètres qui les sous-tendent 		Sans objet
4.	Si plusieurs types de produits seraient transportés par un même pipeline, fournir un exposé traitant de la séparation des produits, y compris des questions de contamination potentielle et des effets sur les coûts.		Sans objet
A.3.3 Marchés			
1.	Fournir une analyse du marché où chaque produit doit être utilisé ou consommé.	Section 3.2	

N° de référence :	Exigence de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
2.	Fournir un exposé sur la capacité des installations en amont et en aval de recevoir les volumes additionnels qui seraient reçus ou livrés.	Section 5	
A.3.4 Questions et ressources financières			
1.	Preuves attestant que le demandeur est en mesure de financer les installations proposées.	Demande, section 6.6	
2.	Estimation des incidences sur les droits pour la première année complète d'exploitation des installations.	Section 6.4.3	
3.	Confirmation que les expéditeurs ont été informés du projet et de ses effets sur les droits, ainsi que leurs préoccupations et les plans mis de l'avant pour les résoudre.	Section 4.2	
4.	Renseignements sur les coûts de cessation d'exploitation ainsi que sur les mécanismes de prélèvement et de mise de côté des fonds.	Section 6.5.1	
5.	Détails supplémentaires dans le cas des demandes qui ont une incidence importante sur les droits.		Sans objet
A.3.5 Approbation d'installations par des organismes de réglementation autres que l'ONE			
1.	Confirmer qu'ont été ou seront obtenues toutes les approbations par des organismes autres que l'ONE dont le demandeur a besoin pour respecter le calendrier de construction et la date prévue de mise en service et pour que les installations puissent être utilisées et utiles.	Demande, section 1.15	
2.	Si l'une des approbations visées en 1. ci-dessus devait être retardée, décrire où le processus en est rendu et fournir une estimation du moment où elle doit intervenir.		Sans objet

RUBRIQUE A – A.4 RENSEIGNEMENTS SUR LES TERRAINS

N° de référence :	Exigence de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
A.4.1 Terrains			
1.	<ul style="list-style-type: none"> • Largeur de l'emprise et endroits où des changements seront apportés à la largeur de l'emprise. • Emplacements et dimensions de l'aire de travail temporaire connue et dessin type des dimensions. • Emplacements et dimensions de tous nouveaux terrains requis pour les installations. 	EESE, section 11	
A.4.2 Droits fonciers			
1.	Type de droits fonciers qui devront être acquis dans le cadre du projet.	Sections 11.1, 11.2	
2.	Proportions relatives des biens-fonds le long du tracé proposé.	Sections 11.1, 11.2	
3.	Tous droits fonciers existants qui seront nécessaires à la réalisation du projet.	Sections 11.1, 11.2	
A.4.3 Processus d'acquisition des terrains			
1.	Le processus d'acquisition des terrains.	Sections 11.1, 11.2	
2.	Le calendrier d'acquisition et l'état actuel du processus.	Demande, 11. 2	
3.	Le statut des avis signifiés conformément au paragraphe 87(1) de la Loi sur l'ONE.	Sections 11.2, 11.3	
A.4.4 Accords d'acquisition de terrains			
1.	Un exemple de chaque accord, conforme aux dispositions du paragraphe 86(2) de la Loi sur l'ONE, qui serait utilisé.	Annexes 11-2 et 11-3	
2.	Un exemple d'accord proposé pour une propriété en fief simple, une aire de travail, une voie d'accès ou pour d'autres terres.	Annexes 11-2 et 11-3	
A.4.5 Avis signifiés conformément à l'article 87			
1.	Un exemple d'avis proposé pour signification à tous les propriétaires de terrains aux termes du paragraphe 87(1) de la Loi sur l'ONE.	Annexes 11-1	
2.	Confirmation que tous les avis sont accompagnés d'un exemplaire de la publication intitulée La réglementation des pipelines au Canada : <i>Guide à l'intention des propriétaires fonciers et du grand public.</i>	Section 11.2.2	
A.4.6 Demande en vertu de l'article 58 à la suite d'une plainte			

N° de référence :	Exigence de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
1.	Détails de la plainte et description de la manière dont les activités proposées vont résoudre la plainte.		Sans objet

RUBRIQUE R – TRANSFERT DE PROPRIÉTÉ, CESSION OU PRISE À BAIL OU FUSION

N° de référence :	Exigence de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
Compagnie se dessaisissant des installations			
1.	La nature de l'opération.		Sans objet
2.	Une carte indiquant le tracé du pipeline et les installations pertinentes en amont et en aval, ainsi que toute installation pipelinière susceptible d'être laissée en plan par suite de l'opération.		Sans objet
3.	La confirmation qu'une copie des documents a été remise aux nouveaux propriétaires de l'installation.		Sans objet
4.	Le montant estimatif de ce qu'il en coûtera pour cesser d'exploiter les installations.		Sans objet
5.	Une proposition à l'égard du mécanisme de mise de côté des fonds en place en vue du financement de la cessation d'exploitation des installations.		Sans objet
Compagnie se portant acquéreur des installations			
1.	Le nom du nouveau propriétaire et exploitant du pipeline, y compris les coordonnées des personnes-ressources.	Demande	
2.	Le coût historique, l'amortissement passé en charges et la valeur comptable nette de l'actif.	Section 6.4.3	
3.	Le prix d'achat de l'actif.	Demande, sections 1, 6.2 et 6.4	
4.	Description de l'utilisation à long terme prévue des installations.	Demande, sections 4 et 5.3	
5.	Description de tout changement aux conditions des services fournis par le pipeline, y compris les effets prévus sur les droits.	Sections 6.4.3	
6.	Un plan exposant en détail comment le demandeur obtiendra l'information ou les documents nécessaires pour entretenir et exploiter les installations en toute sécurité.	Section 7.1	

7.	Une ébauche du mécanisme de mise de côté proposé (en précisant le nom du fiduciaire si une fiducie doit être créée).	Section 6.5	
----	--	-------------	--

RUBRIQUE T – AUTORISATION DE MISE EN SERVICE

N° de référence :	Exigence de dépôt	Dans la demande? Références	Non dans la demande? Explication
Pipeline ou section de celui-ci :			
	<ul style="list-style-type: none"> • Numéro du certificat ou de l'ordonnance de l'Office aux termes duquel le travail a été exécuté • Liste des normes, exigences techniques et procédures • Description des installations soumises à l'essai sous pression • Résumé des relevés de pression et de température pris tout au long de la période d'essai • Déclaration selon laquelle tous les dispositifs de commande et de sécurité ont été inspectés et mis à l'essai, ou le seront, pour en vérifier les fonctionnalités • Confirmation que : <ul style="list-style-type: none"> • tous les essais requis ont été effectués et jugés acceptables • tous les permis nécessaires ont été obtenus • Certificats de calibrage de l'équipement d'essai • Tous les enregistrements, tableaux des essais, etc., signés et datés par un représentant de la compagnie • Détails concernant les essais sous pression qui ont échoué, et la cause de l'échec 	Section 7	
Réservoir			

	<ul style="list-style-type: none">• Numéro du certificat ou de l'ordonnance de l'Office aux termes duquel le travail a été exécuté• Normes, exigences techniques et procédures• Confirmation que:<ul style="list-style-type: none">• tous les essais requis ont été effectués et jugés acceptables• tous les permis nécessaires ont été obtenus• Déclaration portant que tous les dispositifs de commande et de sécurité ont été inspectés et mis à l'essai pour en vérifier les fonctionnalités		Sans objet
--	--	--	------------

%	pour cent
10³m³/j	milliers de mètres cubes par jour
10⁶m³/j	millions de mètres cubes par jour
AMES	autorisation de mise en service
ANSI	American National Standards Institute
ASME	American Society of Mechanical Engineers
Bcf/j	milliards de pieds cubes par jour
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CCO	Centre de contrôle des opérations
CECE	coûts estimatifs de cessation d'exploitation
clôture	la réalisation transfert de l'actif de Sabrevois à TQM et l'acceptation de ce transfert par celle-ci
contrat de vente	le contrat conclu entre TQM et Énergir pour l'achat des actifs de Sabrevois
CP	Protection cathodique
CS	coût de service
CSA	Association canadienne de normalisation
CUP	Certificat d'utilité publique
date de clôture	premier jour ouvrable suivant la date à laquelle la clôture a lieu
DBRS	DBRS Limited
E&M	exploitation et maintenance
EDCE	évaluation directe de la corrosion externe
EESE	Évaluation environnementale et socioéconomiques
EIF	enquête interne fermée
END	examen non destructif

Énergir	Énergir, s.e.c.
FCC	fissuration interne par corrosion sous contrainte
ha	hectares
II	inspection interne
ISO	Organisation internationale de normalisation
km	kilomètre
kPa	kilopascal
LCEE	<i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i>
LEMP	limite d'élasticité minimale spécifiée
Loi sur l'ONE	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
m	mètre
MCA	montant de la cotisation annuelle
mm	millimètre
Mpi³/j	millions de pieds cubes par jour
MRC	municipalité régionale de comté
NGTL	NOVA Gas Transmission Ltd.
NPS	diamètre nominal de la conduite
Office	Office national de l'énergie
ONE	Office national de l'énergie
PC	Protection de la pression
PCS	Protection contre la surpression
PGI	Programme de gestion de l'intégrité de TC Énergie
PME	pression maximale d'exploitation

POTC	procédure opérationnelle de TC Énergie
PPE	Plan de protection de l'environnement
Régie	Régie de l'énergie
RPT	<i>Règlement sur les pipelines terrestres</i>
SC	station de compression
SCADA	système de télésurveillance et d'acquisition de données
SCI	système de commandement en cas d'incident
SCTC	Code de sécurité pour les travaux de construction
SG	service garanti (service de transport ferme)
SG-NR	service garanti – non renouvelable (service de transport ferme – non renouvelable)
SGOT	Système de gestion opérationnelle de TC Énergie
SP	sensibilisation du public
SSE	santé, sécurité et environnement
STS	service de transport assorti de stockage
TC Énergie	Corporation TC Énergie
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TJ/j	térajoule par jour
TOMS	Système de gestion opérationnelle de TC Énergie
TQM	Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.
TTF	groupe de collaboration avec TCPL et les divers expéditeurs du réseau principal
zone EDA	zone de livraison de l'Est (<i>Eastern Delivery Area</i>)
zone NDA	zone de livraison du Nord (<i>Northern Delivery Area</i>)

1.0 SOMMAIRE EXÉCUTIF

Cette section donne un aperçu du Programme de renforcement du réseau de TQM et transfert d'actifs (le Projet), y compris :

- Des détails sur les actifs visés par le transfert
- Les activités de clôture et leur échéancier
- Le prix d'achat et les coûts d'intégration
- L'analyse de la conception et de l'intégrité des actifs visés par le transfert
- La nouvelle station de compression et l'interconnexion proposées
- La consultation menée pour le Projet
- L'Évaluation environnementale et socio-économique (EESE) effectuée pour le Projet
- Les questions relatives à la désaffectation et à l'abandon futur

Cette section présente également une description de la structure de la demande.

1.1 EXIGENCES RELATIVES AU PROJET

Le Programme de renforcement de TQM résulte des efforts conjoints de collaboration visant la planification d'installations entre TQM, Énergir et de TCPL. Le Programme de renforcement de TQM est nécessaire pour répondre aux obligations contractuelles existantes sur le réseau principal canadien de TCPL dans la zone Énergir-EDA où Énergir y détient, une franchise de distribution. La demande croissante en gaz naturel sur le réseau de distribution d'Énergir en Montérégie et en Estrie entraîne un déplacement de la consommation au sein de la zone Énergir-EDA. Ainsi, le Programme de renforcement de TQM propose une solution à long terme visant des installations qui permettront de gérer la demande croissante et les changements dans la manière dont le gaz naturel est consommé et transporté sur le réseau principal canadien de TCPL, le réseau TQM et le réseau de distribution d'Énergir en Montérégie et en Estrie. Le Programme de renforcement de TQM permettra également de renforcer la sécurité d'approvisionnement du réseau TQM et ce, tout en minimisant la construction de nouvelles installations par TQM, Énergir et TCPL.

Dans le cadre du Programme de renforcement de TQM, le Projet est requis pour offrir à TCPL du service de transport ferme T-1 additionnel. Le Projet comprend l'acquisition des actifs de Sabrevois et la construction d'une nouvelle station de compression à Bromont ainsi qu'une nouvelle interconnexion à Saint-Basile.

Dans le cadre du Programme de renforcement de TQM, TCPL et Énergir ont besoin d'infrastructures additionnelles qui nécessiteront l'autorisation des régulateurs appropriés. La présente Demande est déposée à l'Office conjointement à une demande par TCPL en vertu de l'article 58 de la *Loi sur L'ONE* présentée à l'ONE relativement à son projet visant l'ajout d'une unité de compression additionnelle C1 à la Station 802. De son côté, Énergir demandera également les autorisations provinciales nécessaires pour l'achat des actifs de Sabrevois et la construction des installations requises sur son réseau de distribution.

Toutes les composantes du Programme de renforcement de TQM, y compris le Projet, sont interdépendantes et requises pour répondre aux besoins du Programme de renforcement de TQM. Par conséquent, le Projet ne sera réalisé que si toutes les composantes du Programme de renforcement de TQM obtiennent les autorisations réglementaires nécessaires.

D'autres objectifs du Projet et alternatives sont présentés à la section 5.

1.2 ACTIFS VISÉS PAR LE TRANSFERT

TQM souhaite obtenir l'autorisation d'acheter, de posséder, d'exploiter et d'opérer les actifs de Sabrevois aux termes du contrat de vente (annexe 1-1).

L'achat des actifs de Sabrevois vise les installations et les divers droits afférents suivants :

- Environ 64 km de conduite actuellement exploitée par Énergir (la conduite Sabrevois) s'étendant du poste de livraison d'Énergir à Sabrevois à son poste de Shefford
- Sept latérales, d'une longueur totale d'environ 11 km
- Les installations suivantes se rattachant au Transfert des actifs de Sabrevois:
 - Station de livraison de Sabrevois
 - Gares de lancement et de réception
 - Vannes
- Les droits fonciers associés au Transfert d'actifs de la conduite Sabrevois et autres droits afférents d'Énergir requis pour la propriété, l'exploitation et l'entretien des actifs de Sabrevois par TQM

La liste et le schéma de des emplacements de transfert de propriété entre TQM et Énergir, sur les actifs de Sabrevois, y compris le nom et la localisation des installations ainsi que la description des lieux du transfert de propriété, sont présentés à l'annexe 1-1 : section A.

Le réseau principal canadien de TCPL se connecte actuellement à la conduite Sabrevois par l'entremise d'un point de connexion au poste de livraison d'Énergir à Sabrevois. Le réseau TQM se connecte aussi à la conduite Sabrevois à la Station de livraison de TQM à Waterloo. La carte 1-1 présente un aperçu de la conduite visée par le transfert.

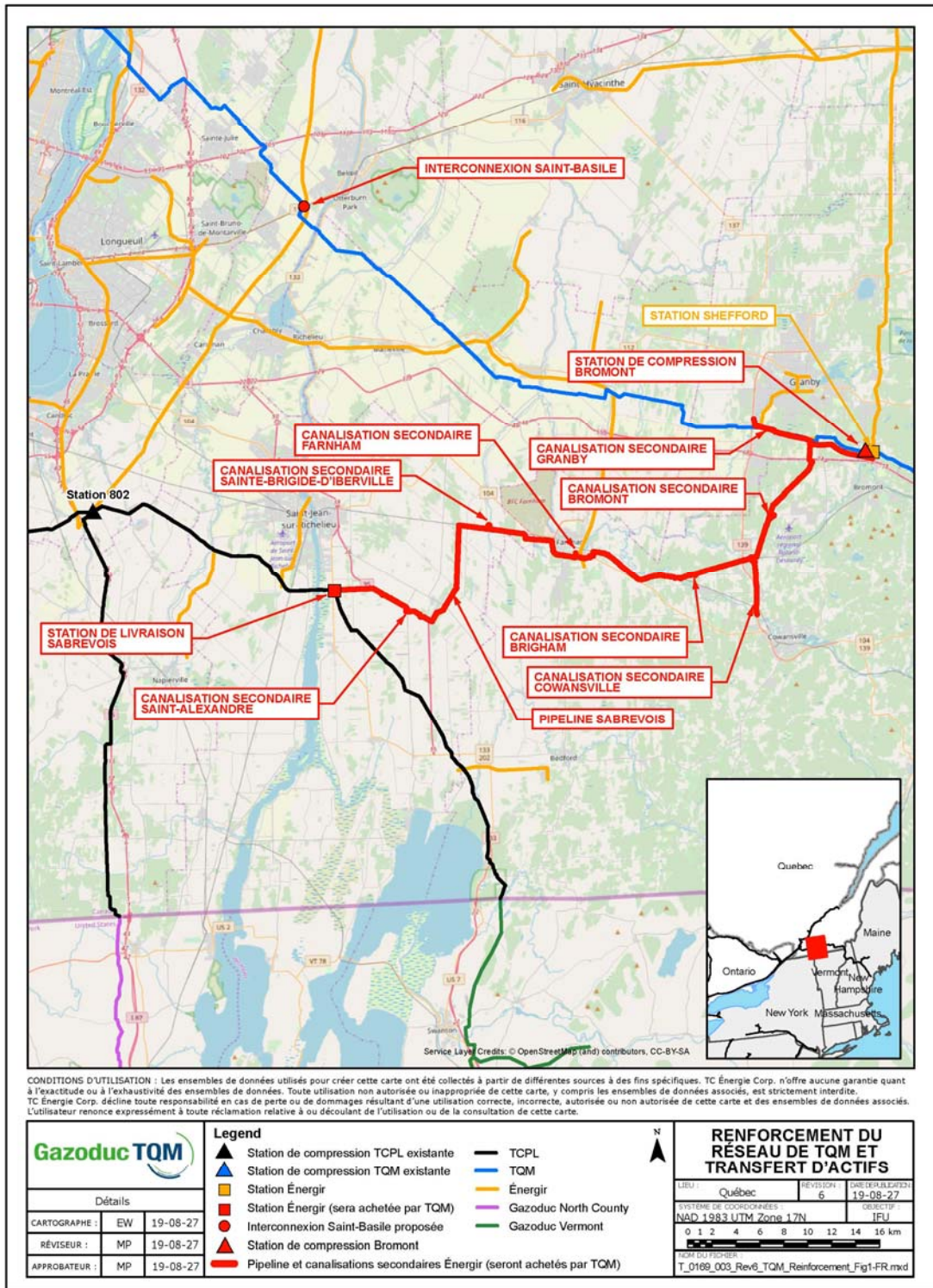
1.3 NOUVELLES INSTALLATIONS

TQM demande l'autorisation de construire, de posséder, d'exploiter et d'opérer des nouvelles installations dans le cadre du Projet. Ce dernier comprend la construction d'une nouvelle station de compression à Bromont et d'une interconnexion au réseau principal East Hereford de TQM jusqu'à un nouveau poste d'embranchement prévu par Énergir à Saint-Basile-le-Grand (Québec). La section 9 fournit de plus amples renseignements sur ces nouvelles installations.

Toutes les nouvelles installations seront construites sur des terres privées ou dans l'emprise actuelle de TQM. On prévoit qu'une superficie de travail temporaire sur des terres privées sera requise pendant la construction de la Station de compression de Bromont et de l'Interconnexion de Saint-Basile.

1.4 CONCEPTION TECHNIQUE

Le Projet sera exploité conformément aux exigences du *Règlement sur les pipelines terrestres* (RPT) et de la Norme CSA Z662-19 de l'Association canadienne de normalisation (Norme CSA Z662-19). En cas d'incohérence entre le RPT et la Norme CSA-Z662, le RPT aura préséance.



Carte 1-1 : Aperçu du Projet

1.5 CONCEPTION, INTÉGRITÉ ET SÉCURITÉ

Les actifs de Sabrevois ont été conçus et construits conformément aux codes et normes applicables en vigueur à ce moment (Norme CSA Z184-1979) et sont exploités selon les standards CSA et les spécifications techniques d'Énergir actuels. Basée sur l'historique et sur la révision des registres d'Énergir disponibles, des visites de sites et d'études additionnelles réalisées, TQM est d'avis que les actifs de Sabrevois sont, dans leur état actuel, aptes au service. La section 7 présente les détails de la révision de la conception et de l'intégrité menée par TQM.

1.6 CLÔTURE

La clôture du transfert et de la vente est prévue pour le deuxième trimestre de 2022, sous réserve des conditions décrites à l'article 5 du contrat de vente, incluant l'obtention des autorisations réglementaires requises.

1.6.1 Activités pré-clôture

Les activités préalables à la clôture seront réalisées selon les phases suivantes :

- Réalisation de la vérification diligente en lien avec les terres et à l'intégrité de la conduite
- Travaux d'intégrité planifiés et excavations de confirmation
- Transfert de la documentation sur la conduite existante
- Exécution des ententes opérationnelles et échancier
- Acceptation des actifs de Sabrevois (transfert d'opération)
- Migration des actifs de Sabrevois au Centre de contrôle opérationnel
- Préavis de 30 jours à l'ONE de la date de clôture prévue
- Clôture

Dans le cadre des activités préalables à la clôture, Énergir retirera les installations d'odorisation du poste de livraison de Sabrevois. Énergir isolera également deux latérales faisant partie des actifs de Sabrevois, qui se raccordent actuellement à ses postes de livraison et d'embranchement, puisqu'ils ne seront plus requis sur le réseau d'Énergir. Les travaux de désodorisation et d'isolation seront réalisés aux frais d'Énergir et ne font pas partie de la présente Demande.

1.6.2 Activités post-clôture

Pour appuyer l'intégration des actifs de Sabrevois à son réseau, TQM effectuera les activités post-clôture suivantes :

- Remplacement des gares de lancement et de réception et les composantes connexes afin de respecter les normes et spécifications de TC Energy
- Retrait des composantes redondantes de mesurage station de livraison de Sabrevois
- Modification de la signalisation et de l'affichage sur les actifs de Sabrevois
- Autres activités liées à l'intégrité

Les activités post-clôture continueront d'être définies tout au long de la vérification diligente.

Les activités post-clôture seront effectuées suite à l'obtention du Certificat d'utilité publique (CUP) pour l'exploitation et l'opération des actifs de Sabrevois intégrés au réseau TQM et une fois que toutes les conditions applicables auront été rencontrées. Ces activités, y compris toutes modifications ou désaffectation des actifs de Sabrevois, ne font pas partie de la présente demande et seront entreprises conformément aux autorisations réglementaires applicables.

1.7 PRIX D'ACHAT ET COÛT DU CAPITAL ESTIMÉS

TQM et Énergir se sont engagées dans des négociations commerciales étendues et ont convenu de conditions et d'un prix d'achat acceptables pour les deux parties.

Le coût de l'acquisition des actifs de Sabrevois est d'environ 405 000\$. TQM a convenu de payer à Énergir la valeur nette comptable (VNC) des actifs et des divers droits afférents à la date de clôture de la vente. TQM estime les coûts d'intégration des actifs de Sabrevois à son réseau à environ 13,7 M\$, ce qui comprend les activités post-clôture énumérées à la section 1.6.2. L'acquisition des actifs de Sabrevois constitue la solution la moins coûteuse permettant à TQM, à Énergir et à TCPL de continuer à desservir la région.

Le coût du capital du Projet est approximativement 119 M\$, incluant le prix d'achat, les coûts d'intégration et les nouvelles installations liés au Projet, tel qu'il est décrit à la section 6.4.1.

1.8 CALENDRIER DU PROJET

La date de mise en service du Projet requise pour TQM est novembre 2022. Sous réserve de l'obtention des autorisations réglementaires applicables pour toutes les composantes du Programme de renforcement de TQM. TQM débuter la construction de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile en juillet 2021.

1.9 CONSULTATION DES PARTIES PRENANTES

L'approche de TQM relativement à la consultation des parties prenantes est décrite à la section 12. À ce jour, les activités de consultation des parties ont inclus :

- Avis de Projet aux parties prenantes et aux propriétaires fonciers
- Identification des parties prenantes et lancement de la consultation
- Partage d'information sur le Projet
- Consultation des parties prenantes en continu
- Distribution du matériel de communication

TQM a communiqué avec les parties prenantes suivantes dans le cadre de ses efforts de consultation du public à l'égard du Projet :

- Les propriétaires fonciers dont les terres sont traversées par les actifs de Sabrevois ou par des composantes du Projet
- Les membres des collectivités
- Les élus ou représentants municipaux
- Les organismes gouvernementaux
- Les syndicats agricoles
- Des organisations non gouvernementales
- Des intervenants d'urgence

La rétroaction des parties prenantes obtenues pendant le processus de consultation est résumée à la section 12.4.

Les activités de consultation se poursuivront pendant la phase réglementaire du Projet. Le but principal de ces activités est de répondre aux questions et / ou préoccupations soulevées et d'assurer un suivi auprès des parties prenantes déjà consultées.

Pendant l'exploitation et l'opération, les activités de consultation en continu relatives au Projet seront menées conformément aux dispositions du Programme de sensibilisation du public (SP) de TC Energy. Pour une description du Programme de SP, voir section 10.1.5.

1.10 CONSULTATION DES AUTOCHTONES

À la suite de l'évaluation de TQM conformément au *Guide de dépôt de l'ONE*, TQM n'a pas identifié de groupes autochtones pouvant être potentiellement touchés par le Projet. Pour de plus amples renseignements, voir section 13.

1.11 ASPECTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIO-ÉCONOMIQUES

Une vérification environnementale diligente a été menée sur les actifs de Sabrevois afin de déterminer le risque lié à toute responsabilité environnementale potentielle associée à l'exploitation actuelle et passée des actifs de Sabrevois, ainsi que les effets potentiels sur les terres avoisinantes. La vérification diligente a permis d'établir que les risques et responsabilités environnementales associés aux actifs de Sabrevois constituaient une préoccupation de faible niveau selon l'information existante.

Puisqu'aucun des éléments du projet n'est considéré comme un projet désigné au sens de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (la LCEE 2012) et du *Règlement désignant les activités concrètes*, DORS/2012-147, une évaluation environnementale en vertu de la LCEE 2012 n'est pas requise. Cependant, puisque le *Guide de dépôt de l'ONE* (2017) exige une évaluation des effets environnementaux et socio-économiques potentiels du transfert, TQM a retenu les services du Groupe Conseil UDA inc. (UDA) afin d'effectuer une EESE pour le Projet.

La portée de l'EESE pour le Projet a été guidée par le *Guide de dépôt de l'ONE* et contient une évaluation sur la continuation de l'exploitation et de l'opération des actifs de Sabrevois, ainsi que sur la construction et l'exploitation de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile. L'EESE identifie des activités ou des éléments associés aux actifs visés par le transfert et aux nouvelles installations pouvant potentiellement interagir avec des éléments biophysiques et socioéconomiques. L'incidence de ces interactions a été évaluée et aucune nouvelle interaction ou interaction (ou effet) accrue n'est anticipée.

L'interconnexion de Saint-Basile se trouve dans l'emprise existante de TQM. La station de compression de Bromont se trouve entièrement sur des terres privées où se trouvent la végétation indigène, des terres cultivées, des milieux humides et sur d'autres terres déjà perturbées. Les actifs de Sabrevois se trouvent sur des terres privées, à l'exception de certaines parties de la conduite Sabrevois, dont environ 6 % (ou 4 km) traverse des routes municipales et environ 2 % (ou 1 km) traverse des terres provinciales non aménagées. Selon les conclusions de l'EESE, il n'est pas anticipé que le Projet ait une incidence défavorable significative sur un élément biophysique ou socio-économique.

L'EESE est appuyée par un plan de protection de l'environnement (PPE) pour le Projet. Le PPE sera mis à jour au fur et à mesure que des mesures de mitigation additionnelles seront développées pendant la conception détaillée et le processus de consultation.

TQM accepte les conclusions de l'EESE et respectera les recommandations et les mesures d'atténuation identifiées dans l'EESE et le PPE pour le Projet. L'EESE et le PPE sont joints séparément à la présente demande, à l'annexe 14-1.

1.12 AUTRES PERMIS ET AUTORISATIONS RÉGLEMENTAIRES

TQM s'assurera d'obtenir tous les permis et autorisations réglementaires auprès des autres régulateurs avant le début des activités de construction.

Le tableau 1-1 présente une liste provisoire des organismes de réglementation du Québec. Aucun permis et aucune autorisation réglementaire délivrés par des organismes autres que l'ONE n'a été identifié pour le Projet. TQM se conformera aux lois provinciales et municipales pertinentes et applicables, dans la mesure où elles n'entrent pas en conflit avec l'objectif et l'intention de toute autorisation fédérale obtenue pour le Projet.

L'information dans ces tableaux peut être mise à jour au fur et à mesure que la conception et de la planification du Projet progressent et pour refléter le résultat des discussions en cours avec divers organismes de réglementation. Les tableaux ne comprennent pas d'autres permis de construction (p. ex. permis pour l'électricité et pour les bâtiments) qui seront obtenus par les entrepreneurs embauchés pour le Projet.

Tableau 1-1 : Liste provisoire des autorisations réglementaires du Québec

Organisme	Autorité	Autorisation
Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MELCC)	<i>Loi sur la qualité de l'environnement</i> (article 22)	Certificat d'autorisation
Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ)	<i>Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles</i> (chap. P-41.1)	Autorisation d'utilisation à des fins autres que l'agriculture Aliénation
	<i>Loi sur l'acquisition de terres agricoles par des non-résidents</i>	Autorisation d'acquisition de terres par TQM

1.13 DÉSAFFECTATION ET ABANDON

L'autorisation de l'ONE et d'autres organismes compétents sera requise avant le

lancement de toute activité de désaffectation et d'abandon des installations associées au Projet. La décision de désaffecter ou d'abandonner certaines installations sera influencée par les besoins de service futurs. Voir la section 6.5 pour de plus amples renseignements.

La présente Demande ne comprend pas de plan préliminaire d'abandon dans l'EESE pour le Projet puisqu'il ne s'agit pas d'un projet désigné au sens de la LCEE 2012.

1.14 STRUCTURE ET CONTENU DE LA DEMANDE

La demande comporte 14 sections, et les autres sections sont :

Section 2 : Besoin et nécessité

La section 2 décrit le besoin et la nécessité du Projet et démontre la faisabilité économique du transfert et de nouvelles installations à être construites, compte tenu de l'approvisionnement, des contrats de transport et des marchés.

Section 3 : Marchés et approvisionnement

La section 3 donne un aperçu des marchés du gaz naturel auquel le Projet est connecté ainsi que sur l'approvisionnement gazier disponible pour le Projet.

Section 4 : Transport

La section 4 donne un aperçu des engagements contractuels en transport soutenant l'acquisition des actifs de Sabrevois et du processus d'avis des tierces parties commerciales.

Section 5 : Conception du réseau

La section 5 donne un aperçu de la base de la conception du système pour le choix de des installations, identifie les alternatives considérées mais non choisies et présente la justification pour le transfert des actifs de Sabrevois, la construction de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile.

Section 6 : Évaluation, droits et financement

La section 6 porte sur diverses questions relatives à l'évaluation, aux droits et aux questions financières associées au transfert et aux installations à construire, y compris le traitement proposé des droits, le coût de service et les impacts estimés sur les droits du réseau TQM, l'impact des coûts d'abandon estimé et le financement du Projet par TQM.

Section 7 : Conception, intégrité et sécurité

La section 7 fournit les détails de la révision sur la conception et l'intégrité des actifs de Sabrevois effectuée par TQM. Cette révision a permis à TQM de déterminer l'état actuel des actifs de Sabrevois et de confirmer que TQM est en mesure d'exploiter et de gérer ces actifs conformément au Programme de gestion de l'intégrité (PGI) de TC Energie.

Section 8 : Transfert physique des actifs

La section 8 décrit les ententes et annexes d'opération associées au contrat de vente ainsi que les activités pré et post-clôture associées au transfert physique des actifs de Sabrevois.

Section 9 : Compression et interconnexion

La section 9 présente les détails techniques, les spécifications et les dessins typiques de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile qui seront construites dans le cadre du Projet.

Cette section décrit également la construction et la mise en service de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile, y compris les activités, la stratégie et le calendrier de construction, la sécurité, l'intervention en cas d'urgence, l'inspection et la surveillance.

Section 10 : Systèmes de gestion opérationnelle

La section 10 décrit les processus et procédures qui permettront d'assurer l'exploitation et l'opération sécuritaire, fiable et efficace du Projet, y compris les systèmes et programmes de gestion requis aux termes du RPT.

Section 11 : Questions associées aux terres

La section 11 décrit les terres sur lesquelles se situe le Projet, le type de droits fonciers associés aux actifs de Sabrevois et les installations à construire ainsi que le type de documentation sur les droits fonciers dont TQM a besoin à la clôture du Projet. Cette section décrit également la consultation menée auprès des propriétaires fonciers au sujet du Projet.

Section 12 : Consultation des parties prenantes

La section 12 donne un aperçu de l'approche de TQM en matière de consultation des parties prenantes dans le cadre du Projet. Des modèles de lettres, des documents d'information sur le Projet et d'autres matériels de consultation se trouvent dans les annexes de cette section.

2.0 BESOIN ET NÉCESSITÉ

La présente section décrit le besoin auquel le Projet répond ainsi que le Programme de renforcement de TQM dans son ensemble, dont le présent Projet fait partie.

2.1 BESOIN COMBLÉ PAR LE PROJET

Le Programme de renforcement de TQM résulte des efforts conjoints de planification d'installations entre TQM, Énergir et TCPL. Le Programme est nécessaire pour répondre aux obligations contractuelles existantes sur le réseau principal canadien de TCPL dans la zone Énergir-EDA, où Énergir y détient une franchise de distribution. La demande croissante en gaz naturel sur le réseau de distribution d'Énergir en Montérégie et en Estrie entraîne un déplacement de la consommation au sein de la zone Énergir-EDA. Ainsi, le Programme de renforcement de TQM propose une solution à long terme visant des installations qui permettront de gérer la demande croissante et les changements dans la manière dont le gaz naturel est consommé et transporté sur le réseau principal canadien de TCPL, le réseau TQM et le réseau de distribution d'Énergir en Montérégie et en Estrie. De plus, le Programme permettra de renforcer la sécurité de l'approvisionnement gazier sur le réseau TQM et offrira à TQM et à Énergir une diversité des flux gaziers. Le Programme de renforcement de TQM est la solution d'installations la moins coûteuse minimisant la construction de nouvelles infrastructures par TQM, Énergir et TCPL.

Dans le cadre du Programme, le Projet est nécessaire pour fournir du service de transport continu T-1 additionnel à TCPL.

Toutes les composantes du Programme de renforcement de TQM, y compris le Projet, sont interdépendantes et requises pour répondre aux besoins du Programme de renforcement de TQM dans leur ensemble. Par conséquent, le Projet ne sera réalisé que si toutes les composantes du Programme de renforcement de TQM obtiennent les autorisations réglementaires nécessaires.

2.2 FLUX GAZIERS ET INFRASTRUCTURES GAZIÈRES DESSERVANT LE MARCHÉ DU QUÉBEC

Le réseau de distribution d'Énergir livrant 97 % du gaz naturel au Québec, est desservi par le réseau principal canadien de TCPL et celui de TQM. La franchise d'Énergir est desservie par la zone EDA et la zone de livraison du Nord (Northern Delivery Area) (la zone NDA).

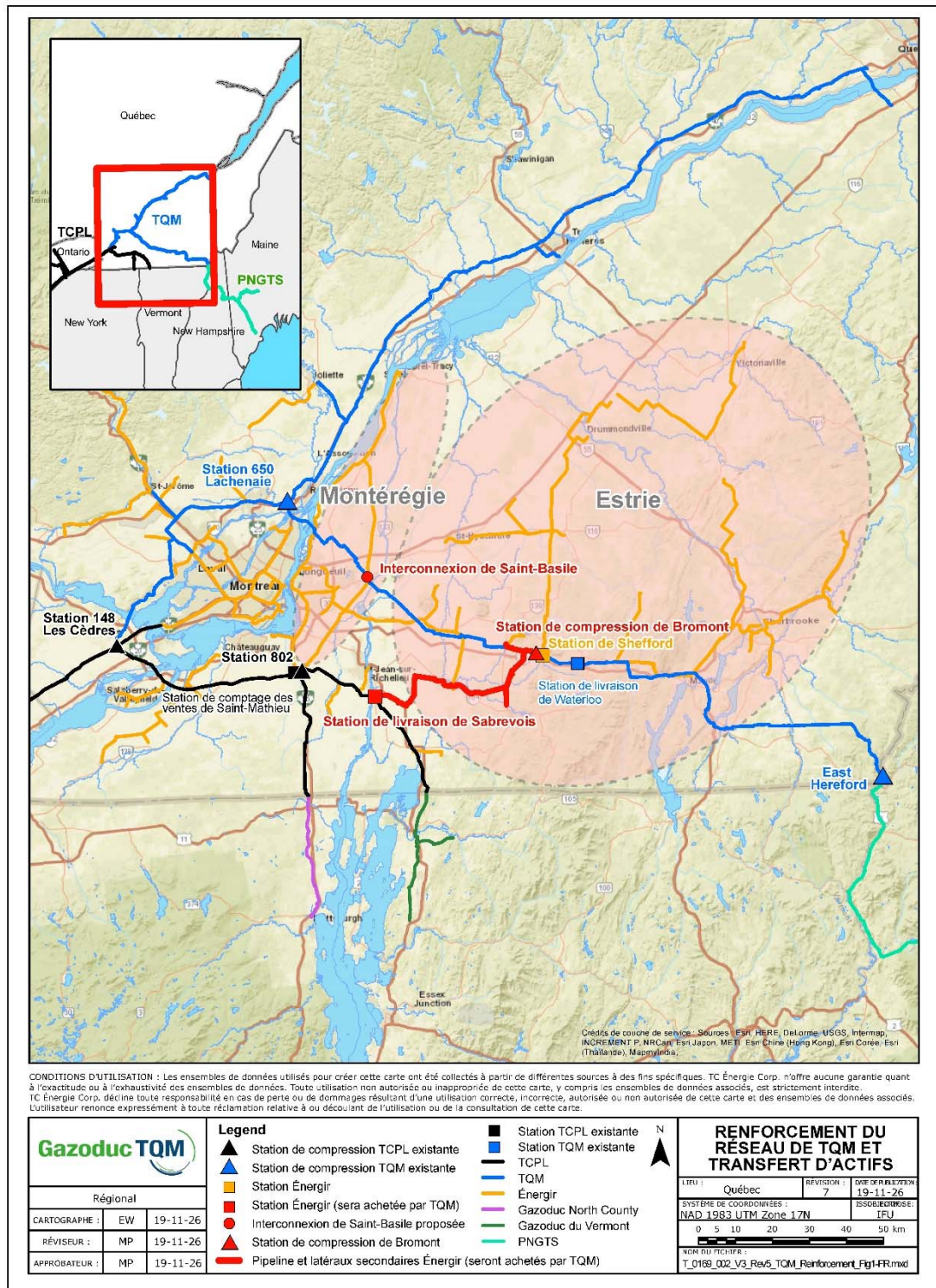
Énergir conclut des contrats de transport avec TCPL pour desservir son réseau de distribution au Québec et TCPL, à son tour, contracte des capacités de transport sur le

réseau de TQM par l'intermédiaire d'une entente de service de transport continu T-1 afin de faciliter la livraison de gaz au réseau de distribution d'Énergir.

Les volumes contractés par Énergir coulent par la station de compression 148 située sur le réseau principal canadien de TCPL vers le réseau TQM par sa station de mesurage de Saint-Lazare. Le gaz naturel entrant dans le réseau TQM par Saint-Lazare dessert le réseau de distribution d'Énergir ainsi que le point d'exportation d'East Hereford, lequel se connecte au réseau de Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS). Le gaz venant de la station de compression 148 de TCPL dessert une partie du réseau de distribution d'Énergir directement par le réseau principal canadien ainsi que les points d'exportation de Napierville et Philipsburg. La carte 2-1 présente les infrastructures gazières dans la région et indique les tronçons du réseau de distribution d'Énergir dans les régions de la Montérégie et de l'Estrie associés au Projet.

Le réseau de distribution d'Énergir en Estrie est desservi par le réseau principal canadien de TCPL principalement à sa station de mesurage de Sabrevois et par le réseau TQM à sa station de livraison de Waterloo.

Le réseau de distribution d'Énergir en Montérégie est desservi par le réseau principal canadien à un certain nombre de stations de mesurage, y compris celle située à Saint-Mathieu.



Carte 2-1 : INFRASTRUCTURES GAZIÈRES

2.3 SOLUTION INITIALE D'ÉNERGIR ET INITIATIVE DE PLANIFICATION CONJOINTE

En janvier 2015, Énergir a déposé une demande d'investissement auprès de la Régie de l'énergie (la Régie) visant la construction d'une nouvelle poste de compression sur le réseau d'Énergir en aval de la station de mesurage de Waterloo de TQM (le Projet de station de compression de Waterloo) afin de répondre à une demande croissante et au déplacement de la consommation sur son réseau de distribution dans la région de l'Estrie. Cependant, l'ajout d'une station de compression sur le réseau d'Énergir à Waterloo aurait déplacé la demande de la station de mesurage de TCPL à Sabrevois vers la station de livraison de TQM située à Waterloo. Par ailleurs, TQM aurait été obligée de construire de nouvelles installations pour satisfaire à cette demande, en plus de devoir continuer à répondre à ses obligations contractuelles existantes dans la franchise d'Énergir et East Hereford.

Par conséquent, TQM, TCPL et Énergir ont convenu de déployer des efforts conjoints de planification d'installations afin de trouver une autre alternative permettant de répondre aux besoins des régions de l'Estrie et de la Montérégie, tout en minimisant la construction d'infrastructures additionnelles et les coûts. Les trois sociétés ont formé un groupe de travail (le groupe de travail) et leurs discussions ont commencé en 2015 pour trouver la solution la plus optimale. Ces discussions ont mené à un accord entre les trois sociétés sur les installations couvertes par le Programme de renforcement de TQM, visé par le présent Projet. En mai 2015, Énergir a retiré sa demande d'investissement à la Régie visant la construction d'un poste de compression de Waterloo pendant l'élaboration du Programme de renforcement de TQM, alors qu'une entente de pression temporaire à la station de livraison de Waterloo a été convenue entre TCPL et Énergir visant à répondre aux besoins d'Énergir dans la région de l'Estrie.

La station de mesurage de Saint-Mathieu de TCPL, qui dessert le réseau de distribution d'Énergir en Montérégie, fonctionne à pleine capacité et son augmentation a aussi été reportée lorsque les discussions au sujet du Programme de renforcement de TQM ont commencé. TCPL et Énergir ont convenue d'une entente de pression temporaire à la station de mesurage de Saint-Mathieu pour s'assurer que la région de la Montérégie continue d'être desservie jusqu'à ce que toutes les composantes du Programme de renforcement de TQM soient mises en service. Les déplacements de la consommation sur le réseau de distribution d'Énergir associés au Programme de renforcement de TQM résulteront par un transfert de la majorité des flux gaziers livré à la station de mesurage de Saint-Mathieu vers un nouveau poste de d'embranchement d'Énergir (Saint-Basile), lequel sera desservi par TQM¹. La nouvelle interconnexion de Saint-Basile, faisant partie du présent Projet, permettra de

¹ Dans le cadre du Programme de renforcement de TQM, Énergir tentera d'obtenir les autorisations réglementaires provinciales nécessaires pour construire et exploiter le poste de livraison de Saint-Basile, parallèlement à la présente Demande.

relier le réseau principal de TQM situé à East Hereford au nouveau poste de livraison proposé par Énergir à Saint-Basile.

Suivant la réalisation du Programme de renforcement de TQM et la mise en services des nouvelles installations proposées, le réseau d'Énergir dans la région de l'Estrie sera principalement desservie par la station de livraison de Waterloo de TQM, alors qu'actuellement, il est principalement desservi par la station de mesurage de TCPL à Sabrevois. Le contrat de service continu T-1 de TCPL conclue avec TQM sera amendé lorsque la totalité des composantes du Programme de renforcement de TQM sera mise en service permettant de fournir une pression minimale de 7 070 kPa à Énergir à la station de livraison de Waterloo.

Malgré le recours à ces ententes de pression temporaire pendant l'élaboration de toutes les composantes du Programme de renforcement de TQM, elles ne peuvent être considérées comme des solutions à long terme pour gérer les changements des flux gaziers d'Énergir. Les ententes de pression temporaire ne peuvent pas garantir la pression en tout temps sans une solution permanente incluant de nouvelles installations et conséquemment, on ne peut s'y fier pour répondre aux besoins de transport à long terme. Les ententes de pression non-fermés créées de l'incertitude quant à la capacité de desservir les besoins en transport de la clientèle à long terme, puisque tout changement dans la demande ou l'exploitation du réseau pourrait faire en sorte qu'il soit difficile de continuer de respecter ces ententes de pression temporaire, ce qui rendrait donc nécessaire la construction d'installations sur l'un ou l'autre des réseaux d'Énergir, de TQM ou de TCPL. Comme il est décrit précédemment, la consultation au sein du groupe de travail a mené à la conclusion que le Programme de renforcement de TQM, dont le Projet constitue l'une des composantes, est la solution la plus viable à long terme pour répondre aux besoins de la zone Énergir-EDA.²

Le Projet fait en sorte qu'il est nécessaire d'ajouter de nouvelles installations sur le réseau TQM pour répondre à une augmentation de ses obligations contractuelles aux termes du contrat de service continu T-1 conclu entre TCPL et TQM. Ce besoin résulte des déplacements des lieux de consommation au sein du réseau d'Énergir et de l'initiative de collaboration visant la planification aux termes des procédures de TCPL.³

² TCPL et Énergir tenteront d'obtenir les autorisations réglementaires requises pour construire et exploiter leurs installations respectives qui sont des composantes du Programme de renforcement de TQM parallèlement à la présente Demande.

³ *TCPL Canadian Mainline Procedures for Evaluating Facilities to Accommodate Flow Distribution Changes Within Distributor Delivery Areas (DDAs)*.
http://www.tccustomerexpress.com/docs/ml_request_for_service/evaluating_facilities_accommodate_flow_distribution_changes2.pdf.

3.0 MARCHÉS ET APPROVISIONNEMENT

Cette section donne un aperçu des marchés du gaz naturel touchés connectés au réseau TQM et qui seront desservis par le Projet, ainsi que les tendances récentes et les prévisions en matière d'approvisionnement gazier.

3.1 Marchés

Le Projet desservira les marchés locaux de la zone Énergir-EDA. Les prévisions pour les marchés résidentiel, commercial et industriel du Québec affichent une légère croissance d'environ $16,8 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($0,59 \text{ Bcf/j}$) en 2018 à environ $17,6 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($0,62 \text{ Bcf/j}$) en 2030 (voir la figure 3-1)¹.

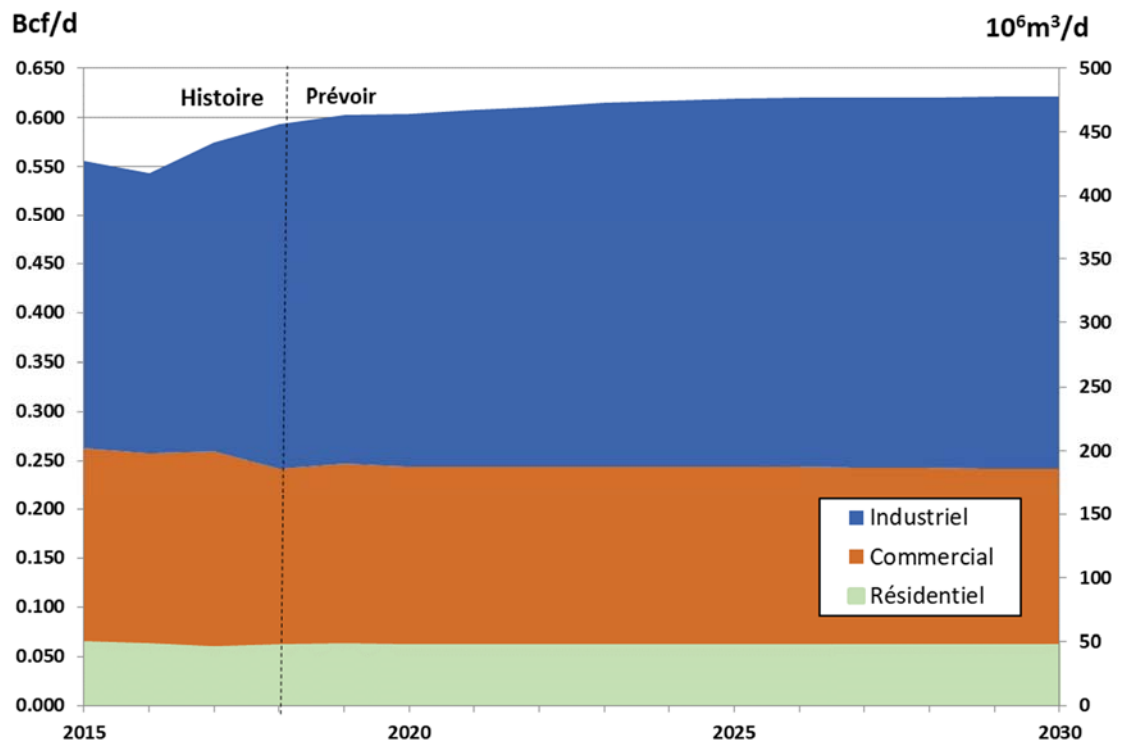


Figure 3-1 : Prévisions de marché par secteur au Québec

Les prévisions quant à la demande locale futur sur le marché du Québec démontrent que les marchés à long terme demeureront et viendront appuyer le Projet. En plus de cette croissance prévue, les facteurs influençant ce Projet comprennent les changements dans la manière dont le gaz naturel est consommé et transporté au sein du réseau d'Énergir dans les régions de la Montérégie et de l'Estrie (pour de plus amples renseignements, voir la section 2.1 : Besoin et nécessité).

¹ Cette prévision vise le Québec et comprend à la fois les franchises d'Énergir et de Gazifère.

3.2 Approvisionnement

L'approvisionnement gazier du réseau TQM provient des bassins sédimentaires de l'Ouest canadien (BSOC) livré à partir d'Empress sur le réseau de NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL), le bassin des Appalaches (principalement les formations de schiste d'Utica et de Marcellus) dans le nord-est des États-Unis, et sur le réseau d'Enbridge Gas à Parkway (Union Parkway Belt). Empress et Parkway sont des points d'interconnexion au réseau principal canadien de TCPL, situés dans l'Ouest et l'Est du Canada, respectivement.

Le gaz naturel du réseau TQM provient de l'une des ressources les plus abondantes en Amérique du Nord. Dans le BSOC, l'ONE a évalué que les formations de Montney et Duvernay présentaient des ressources attendues de gaz naturel pouvant être commercialisé de 449 Tcf et 77 Tcf, respectivement. Depuis 2013, la production du BSOC a crû en moyenne de 457 MMcf/j chaque année et il est prévu qu'elle continue d'augmenter pour répondre à la demande croissante. L'approvisionnement gazier arrive sur le réseau de NGTL par des points de réception du BSOC, incluant des interconnexions avec d'autres réseaux pipeliniers. Lorsqu'il arrive sur le réseau de NGTL, le gaz peut être livré à des points intra-bassins ou aux points d'exportation majeurs, comme celui d'Empress.

Le gaz en provenance des bassins Marcellus et Utica peut entrer sur le réseau principal canadien de TCPL à des points d'interconnexion comme ceux de Niagara et de Chippawa. De là, le gaz passe par le réseau d'Union à Kirkwall, d'où il peut être livré à Parkway et sur le réseau principal canadien de TCPL. Jumelées, les formations de Marcellus et d'Utica dans le nord-est des États-Unis possèdent des ressources de gaz naturel pouvant être commercialisé de plus de 1 000 Tcf. La production de ces formations a crû en moyenne de 3,2 Tcf/j chaque année depuis 2013. Le gaz peut aussi être transporté à Parkway à partir de Dawn sur le réseau d'Enbridge. Dawn est connecté à plusieurs réseaux pipeliniers, y compris celles de TCPL, de Vector, de Panhandle, de Bluewater et de MichCon. Ces pipelines sont approvisionnés par diverses régions, y compris les BSOC et les bassins des Appalaches. Parkway est un tronçon de transport principal desservant les marchés de consommation du Québec et la franchise d'Énergir.

Considérant ce qui précède, les prévisions démontrent que ces bassins d'approvisionnement continueront d'être une source d'approvisionnement adéquate pour desservir les marchés futurs du réseau TQM.

4.0 TRANSPORT

4.1 Obligations en transport

Le Programme de renforcement de TQM est nécessaire pour répondre aux obligations contractuelles existantes sur le réseau principal canadien de TCPL dans la zone Énergir-EDA où Énergir y détient une franchise de distribution. La demande croissante de la part des consommateurs de gaz naturel sur le réseau de distribution d'Énergir en Estrie et en Montérégie entraîne une des déplacements de la consommation au sein de la zone EDA. Le Programme de renforcement de TQM se veut une solution à long terme visant qui permettront gérer la demande croissante, les déplacements de la consommation et du transport du gaz sur le réseau principal canadien de TCPL, le réseau TQM et le réseau de distribution d'Énergir en Montérégie et en Estrie. Le Programme de renforcement de TQM permettra également de renforcer la sécurité de l'approvisionnement gazier sur le réseau TQM.

Dans le cadre du Programme de renforcement de TQM, le Projet est requis pour offrir à TCPL du service de transport continu T-1 additionnel afin de répondre aux obligations contractuelles existantes dans la zone Énergir-EDA qui sont rencontrées par le service de transport ferme T-1 de TCPL et directement sur le réseau principal canadien de TCPL.

La clientèle de TCPL dans la zone Énergir-EDA comprend Énergir et plusieurs d'autres expéditeurs. La clientèle de TCPL détient actuellement 981 TJ/j de contrats dans la zone Énergir- EDA. Énergir détient environ 856 TJ/j de contrats fermes à long terme vers la zone EDA sur le réseau principal canadien de TCPL pour desservir sa franchise de distribution, s'approvisionnant à partir d'Empress dans l'ouest du Canada et à Dawn au sud de l'Ontario par Parkway. Énergir a récemment augmenté ses obligations contractuelles avec le réseau principal canadien de TCPL en signant des contrats de transport fermes à long terme avec TCPL pour garantir la construction d'installations visant à offrir de nouvelles capacités de transport , comme le projet King's North Connection et celui de Vaughan Mainline Expansion, qui ont été mis en service en novembre 2016 et en novembre 2017, respectivement.

Les contrats de transport fermes à long terme vers la zone Énergir- EDA¹ permettra d'assurer que les installations prévues par le Projet seront utilisées et utiles sur un horizon long terme.

¹ Rapport de TC Énergie sur la demande contractuelle (CDE Report):
<http://www.tccustomerexpress.com/888.html> (en anglais seulement).

4.2 Notification des tierces parties

4.2.1 Comité Tolls Task Force (TTF)

TQM a présenté les besoins visés par le Projet au comité des parties prenantes au TTF de TCPL le 6 septembre 2017 et a répondu aux questions portant sur le Projet. Le Projet a également été présenté et discuté lors de rencontres au TTF visant à faire une mise à jour sur les installations de TQM en mars 2019 et en août 2019. TQM n'a pas connaissance de préoccupations de la part des parties prenantes commerciales sur le Projet.

5.0 CONCEPTION DU RÉSEAU

La présente section porte sur des questions entourant la conception du réseau, y compris un aperçu des bases de conception employées pour le choix des installations, une évaluation économique des autres options examinées. Aussi, la justification et une explication du choix du Projet.

5.1 Bases de la conception

L'approche de conception de TQM est de veiller à ce que l'ensemble des ses obligations de service ferme soient rencontrées dans toutes les conditions de conception. TQM conçoit son réseau de manière à répondre à ses contrats de transport fermes et pour tous les jours de l'année. Pour les installations visées par la Demande, la condition de conception est définie par une journée de pointe en hiver au cours duquel les débits sur TQM sont les plus élevés, et considérant la perte d'une unité de compression critique.

Dans des conditions de journée de pointe en hiver et avec la perte d'une unité de compression critique, le réseau TQM n'aurait pas suffisamment de capacité ferme pour répondre à l'augmentation du service de transport continu T-1 de TCPL requis pour redistribuer les contrats fermes desservant la zone Énergir-EDA (décrite à la section 2: Besoin et nécessité).

5.2 Objectifs et justification du Projet

Le Programme de renforcement de TQM est nécessaire pour redistribuer les obligations contractuelles fermes dans la zone Énergir-EDA du réseau principal canadien de TCPL au réseau TQM pour supporter le réseau de distribution d'Énergir dans les régions de l'Estrie et de la Montérégie. S'ajoutent aux objectifs du Projet :

- Les enjeux entourant la sécurité d'approvisionnement. Un flux gazier additionnel sur le réseau TQM permettra d'accroître la sécurité d'approvisionnement pour les clients en transport desservis par TQM.
- La réduction du besoin de construire de nouvelles installations tout en maximisant l'utilisation d'infrastructure existante et de terres déjà perturbées, comme solution conjointe visant les installations de TQM, TCPL et Énergir;
- la solution visant les installations la moins coûteuse.

5.3 Projet de renforcement du réseau de Gazoduc TQM et transfert d'actifs

Le Projet comprend l'acquisition des actifs de Sabrevois et la construction de la station de compression de Bromont et l'interconnexion de Saint-Basile. Une unité de compression sera aussi ajoutée à la Station 802 de TCPL dans le cadre du Programme

global de renforcement de TQM. TCPL a déposé auprès de l'ONE sa demande visant le projet d'ajout d'une unité de compression additionnelle C1 à la Station 802 conjointement à la présente Demande. Énergir demandera également l'autorisation provinciale requise pour vendre les actifs de Sabrevois et pour construire un nouveau poste d'embranchement et des installations d'odorisation sur son réseau, lesquels sont nécessaires dans le cadre du Programme de renforcement de TQM.

Énergir utilise actuellement les actifs de Sabrevois pour répondre aux besoins de distribution de sa franchise en recevant le gaz sur son réseau, soit à la station de mesurage de TCPL à Sabrevois ou à la station de livraison de TQM à Waterloo reliées aux actifs de Sabrevois. Le Programme de renforcement de TQM fera en sorte qu'Énergir continuera de recevoir du gaz sur son réseau à ses postes de livraison et d'embranchement existants actuellement raccordés aux actifs de Sabrevois ainsi que par Waterloo, à une pression de livraison plus élevée en raison de la nouvelle station de compression de Bromont proposée. Cinq points de transfert de propriété additionnels seront créés le long de la Conduite Sabrevois pour la clientèle existante d'Énergir. Ces cinq points se trouveront sur les latéraux de Farnham, Cowansville, Bromont et Granby ainsi qu'au poste de Shefford.

L'acquisition des actifs de Sabrevois permettra de former un tronçon de flux gazier additionnel pour le réseau TQM avec un nouveau point de transfert de propriété avec TCPL à la station de livraison de Sabrevois. L'acquisition des actifs de Sabrevois permettra à TQM d'intégrer complètement l'exploitation de la conduite à son réseau de transport de gaz existant. L'intégration complète des actifs de Sabrevois permettra à TQM d'équilibrer la demande quotidienne sur le réseau afin de réduire les coûts d'exploitation et d'entretien tout en maximisant la capacité disponible du réseau. Le Projet viendra renforcer le réseau de distribution d'Énergir en Estrie en fournissant une pression plus élevée de la nouvelle station de compression de Bromont, et fera en sorte que la majorité de la région de l'Estrie sera approvisionnée à partir de la station de livraison de Waterloo de TQM.

L'interconnexion de Saint-Basile avec Énergir fournira un point d'approvisionnement et de transfert de propriété supplémentaire au réseau de distribution d'Énergir en Montérégie. Énergir construira un nouveau poste d'embranchement à Saint-Basile afin de recevoir du gaz naturel à cette interconnexion et déplacera une partie de la demande existante en Montérégie de la station de mesurage de Saint-Mathieu de TCPL à Saint-Basile. La construction de ces installations permettra à la région de la Montérégie de recevoir une pression plus élevée du réseau TQM à Saint-Basile, ce qui renforcera le réseau de distribution d'Énergir en Montérégie tout en éliminant la nécessité d'une expansion de la station de mesurage de TCPL à Saint-Mathieu. Une carte de l'emplacement du Projet et des installations connexes est présentée aux figures 5-1 et 5-2. La figure 5-1 met également en relief les segments du réseau de distribution d'Énergir dans les régions de l'Estrie et de la Montérégie qui sont liés au Projet.

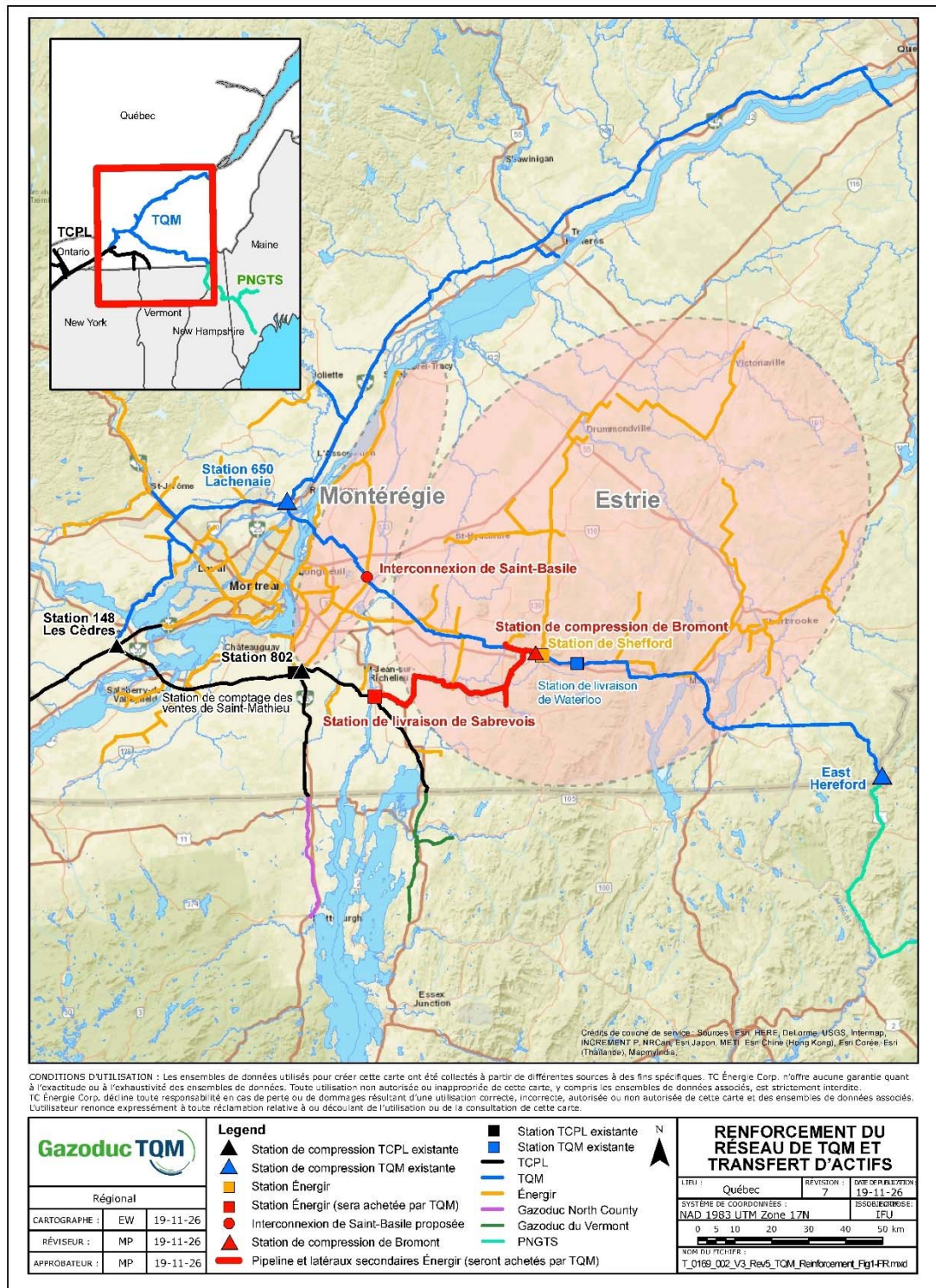


Figure 5- 1: Emplacement du Projet

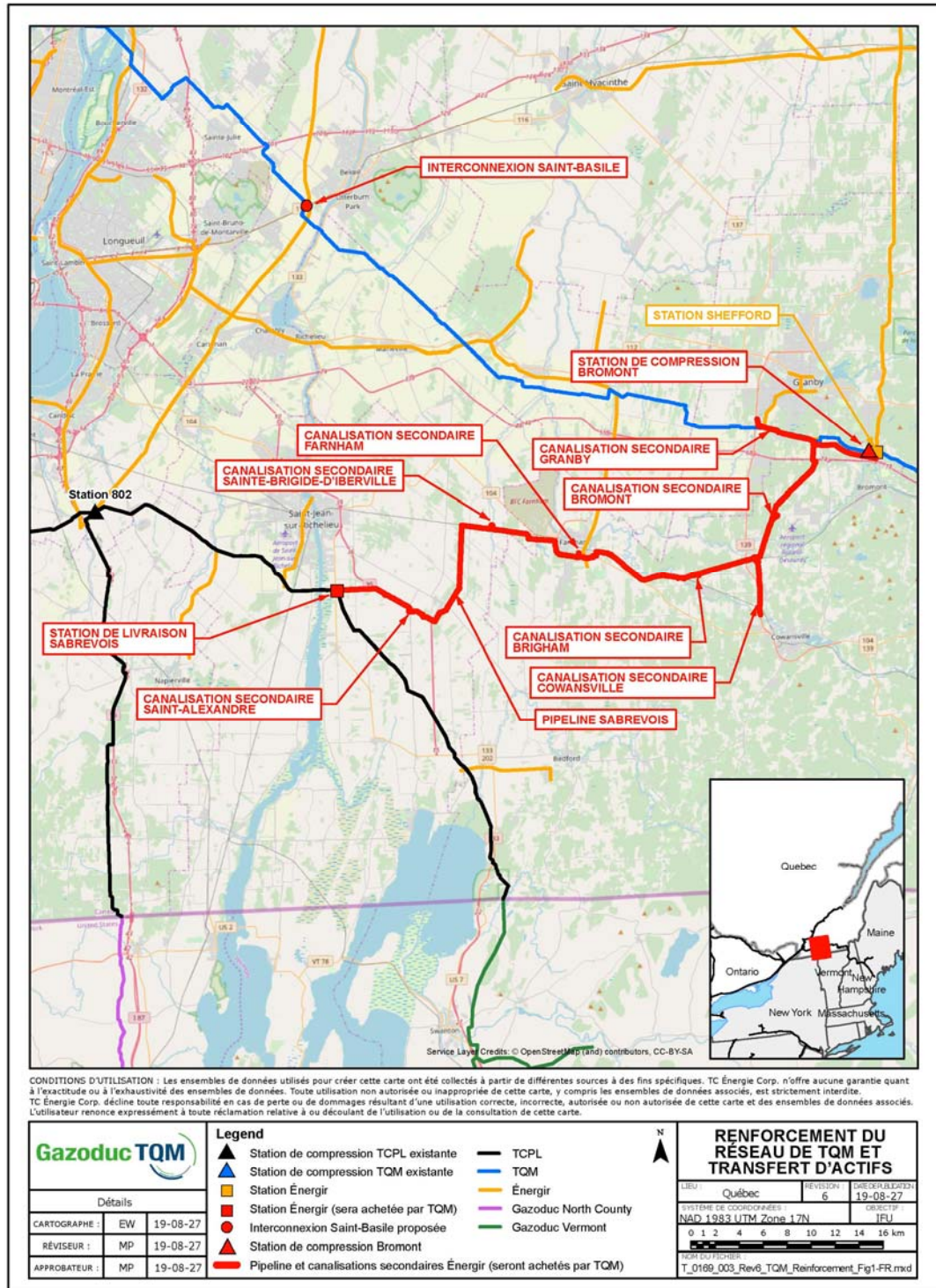


Figure 5- 2: Carte du Projet de renforcement de TQM

Le Projet permettra à TQM d'utiliser les actifs de Sabrevois à des fins de transport permettant de créer la capacité requise pour renforcer le réseau de distribution d'Énergir en Estrie et en Montérégie et ce, tout en renforçant le réseau TQM en fournissant un flux gazier alternatif à l'interconnexion de Saint-Lazare de TQM avec TCPL. Ce flux gazier alternatif fournira des bénéfices opérationnels à TQM tout en réduisant potentiellement le coût et la durée des pannes associés aux travaux d'inspection sur le réseau TQM existant. La capacité du réseau TQM et la demande associées au Projet sont présentées ci-après dans le tableau 5- 1.

Tableau 5-1 : Capacités et demandes du réseau TQM en 2022

	(A) 2022, sans les installations (TJ/j)	(B) 2022, avec les installations du Programme de renforcement de TQM ¹ (TJ/j)
Demande de pointe en hiver		
Demande TQM – Sections		
1. Demande de TQM à Saint-Lazare à Québec (CDL) ²	511	511
2. Demande du réseau principal d'East Hereford	377	377
3. Demande de redistribution dans la zone Énergir-EDA ³	170	170
4. Demande de TQM (1+2+3)	1058	1058
(10⁶m³/j)	27,8	27,8
Capacité sous perte d'une unité de compression critique		
Capacité de TQM		
5. Capacité de TQM à Saint-Lazare	914	914
6. Capacité de la Conduite Sabrevois de TQM	–	166
7. Gaz de compression de TQM	1	2
8. Excédent (+) ou déficit (-) de TQM (5+6-7-4)	-145	20 ⁴
(10⁶m³/j)	-3,8	0,5⁴
Remarque:		
1. Le Programme de renforcement de TQM comprend les installations proposées aux fins du Programme de renforcement par TQM (le Projet), TCPL (Station 802 Unité additionnelle) et Énergir.		
2. Compagnie de distribution locale		
3. Redistribution de la demande dans la zone Énergir-EDA des stations de mesurage de TCPL à Saint Mathieu et à Sabrevois aux points de livraison de TQM à Saint-Basile et à Waterloo.		
4. La capacité excédentaire n'est disponible qu'en amont de la station de compression de Lachenaie de TQM.		

5.4 Alternatives au Projet

Deux autres options visant les installations ont été évaluées pour permettre la redistribution des obligations contractuelles fermes dans la zone Énergir-EDA. La figure 5-3 présente une carte des alternatives au Projet :

- Construction de nouvelles stations de compression par TQM
- Construction d'un nouveau gazoduc par TQM

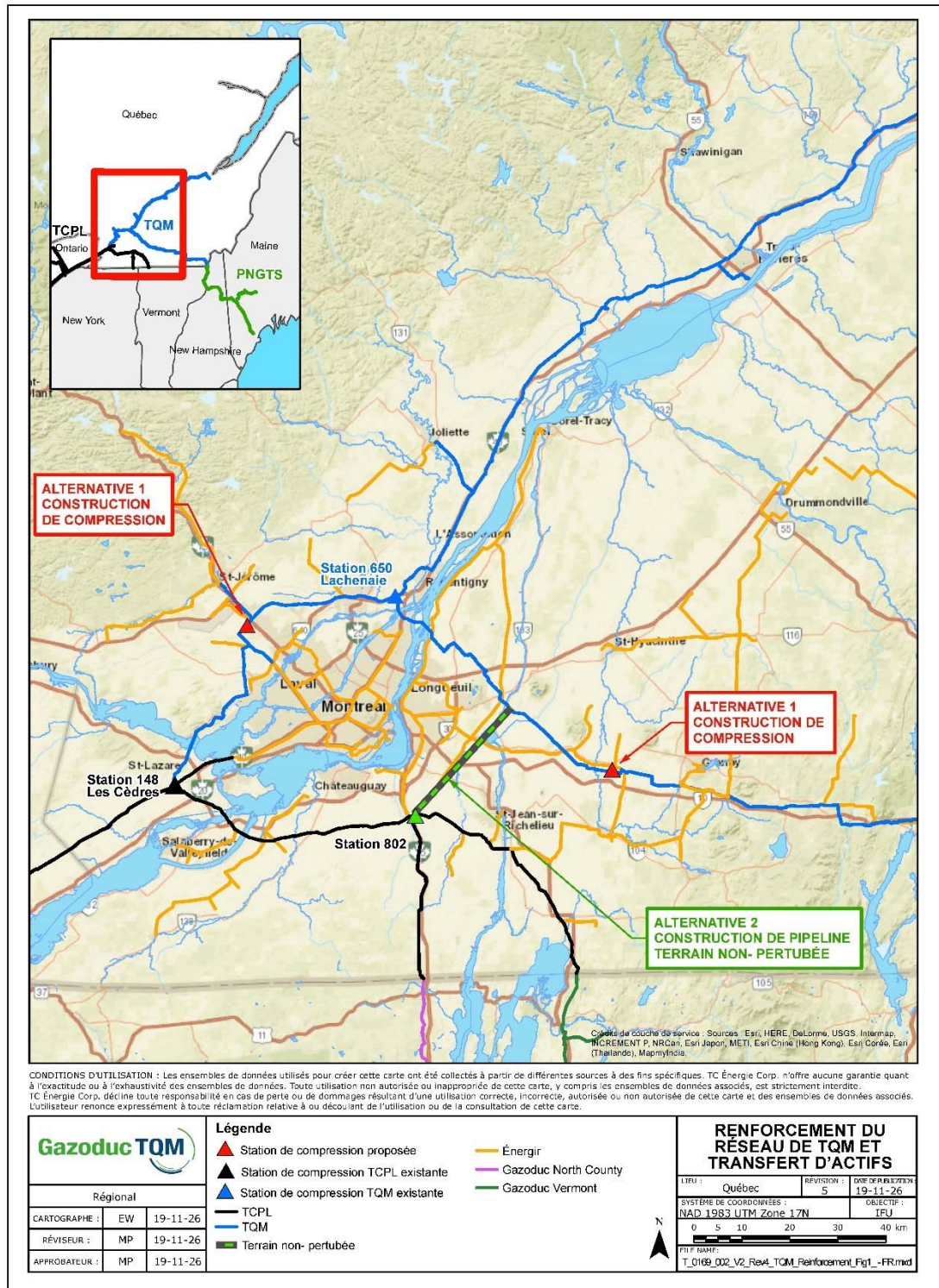


Figure 5- 3: Carte des alternatives au Projet

5.4.1 Alternative visant la construction de nouvelles stations de compression par TQM

L'option de construire de nouvelles stations de compression visait à construire deux stations de compression sur le réseau TQM existant soit, une située entre la station de mesurage de Saint-Lazare et la station de compression de Lachenaie existante, et l'autre près de la station de livraison de Waterloo de TQM, entre la station de compression de Lachenaie et la station de livraison d'East Hereford.

Cette option ne répondait pas à tous les objectifs du Projet et ne constituait pas la solution à plus faible coût comparativement au Projet (voir la section 5.2 pour connaître les objectifs du Projet).

5.4.2 Alternative visant la construction d'un nouveau gazoduc par TQM

L'option d'un nouveau gazoduc par TQM comprenait la construction d'une nouvelle conduite d'une longueur d'environ 32 km de la station de compression 802 de TCPL au réseau TQM existant en amont de la station de livraison de Waterloo de TQM. Cette nouvelle conduite aurait eu une pression de 9 930 kPa afin de respecter la pression maximale d'exploitation de conduite de TQM dans ce segment. En plus de la conduite proposée, une unité de compression additionnelle aurait été requise de la à la station de compression 802 de TCPL.

Cette option ne répondait pas à tous les objectifs du Projet et son impact aurait été plus important sur des terres qui n'avaient jamais été perturbées. De plus, l'option de conduite en zones vertes ne constituait pas l'option la moins coûteuse comparativement au Projet.

5.5 Comparaison des coûts des alternatives

Le tableau 5- 2 présente un estimé des coûts en capital initiaux du coût initial associés à chacune des alternatives au Programme de renforcement de TQM. Les estimés des coûts du projet du Programme de renforcement de TQM et de l'option de construction d'un nouveau gazoduc comprennent les coûts liés aux installations requises à la station de compression 802 de TCPL.

Tableau 5- 2 : Comparaison des coûts des alternatives au Programme de renforcement de TQM

Alternatives	Estimation des coûts (en M\$)
Installations proposées – Programme de renforcement de TQM	182 ¹
Construction de nouvelles stations de compression par TQM	206
Construction d'un nouveau gazoduc par TQM	327 ¹
Note :	
1. L'estimation des coûts comprend l'ajout de l'unité de compression additionnelle à la station de compression 802 de TCPL, estimée à 63 M\$.	

5.5.1 Choix des installations

Comme le démontre le tableau 5- 1, les installations proposées par le Programme de renforcement de TQM représentent la solution optimale comme :

- Coût du capital initial le plus bas : estimé à 24 M\$ de moins que la deuxième option la moins chère, présentée au tableau 5-2
- Permettra de fournir une meilleure sécurité d'approvisionnement pour les clients desservis par le réseau TQM comparativement à l'option de construire de nouvelles stations de compression par TQM
- Nécessite de construire de nouvelles installations sera minimisée alors que l'utilisation d'infrastructures existantes sera maximisée
- L'impact sur des terres n'ayant jamais été perturbées sera minimisé
- Il s'agit d'une solution conjointe et optimale pour TQM, Énergir et TCPL

5.5.2 Avantages des installations proposées

En plus d'être l'option à plus faible coût, le Projet, à titre de composante du Programme de renforcement de TQM, offre les avantages supplémentaires suivants :

- **Renforcement du réseau de distribution d'Énergir en Estrie et en Montérégie** – Le Projet constitue l'option optimale pour TQM, Énergir et TCPL et offre une solution d'infrastructures permanentes pour appuyer le réseau de distribution d'Énergir en Estrie et en Montérégie.
- **Sécurité d'approvisionnement pour les clients desservis par le réseau TQM** – Le Projet améliorera la diversité des flux gaziers vers la zone Énergir-EDA par le réseau principal canadien de TCPL. Actuellement, le réseau de TQM transporte le gaz naturel de l'interconnexion de Saint-Lazare avec le réseau principal canadien de TCPL. Un flux gazier additionnel permettra de renforcer sécurité d'approvisionnement pour les clients en transport desservis par TQM.
- **Réduction de l'empreinte du Projet et de son incidence environnementale par la minimisation de la construction** – L'acquisition des actifs de Sabrevois élimine la nécessité de construire de nouvelles stations de compression ou un nouveau gazoduc par TQM, deux options qui auraient eu pour effet d'augmenter l'impact sur des terres n'ayant jamais été perturbées.

5.6 Schémas

La figure 5-4 présente le schéma du réseau TQM en 2022 considérant la mise en service du Projet et d'autres composantes proposées du Programme de renforcement de TQM et la demande contractuelle sur le réseau de TQM sous des conditions de pointe en hiver. Elle indique également les pressions associées à des points clés.

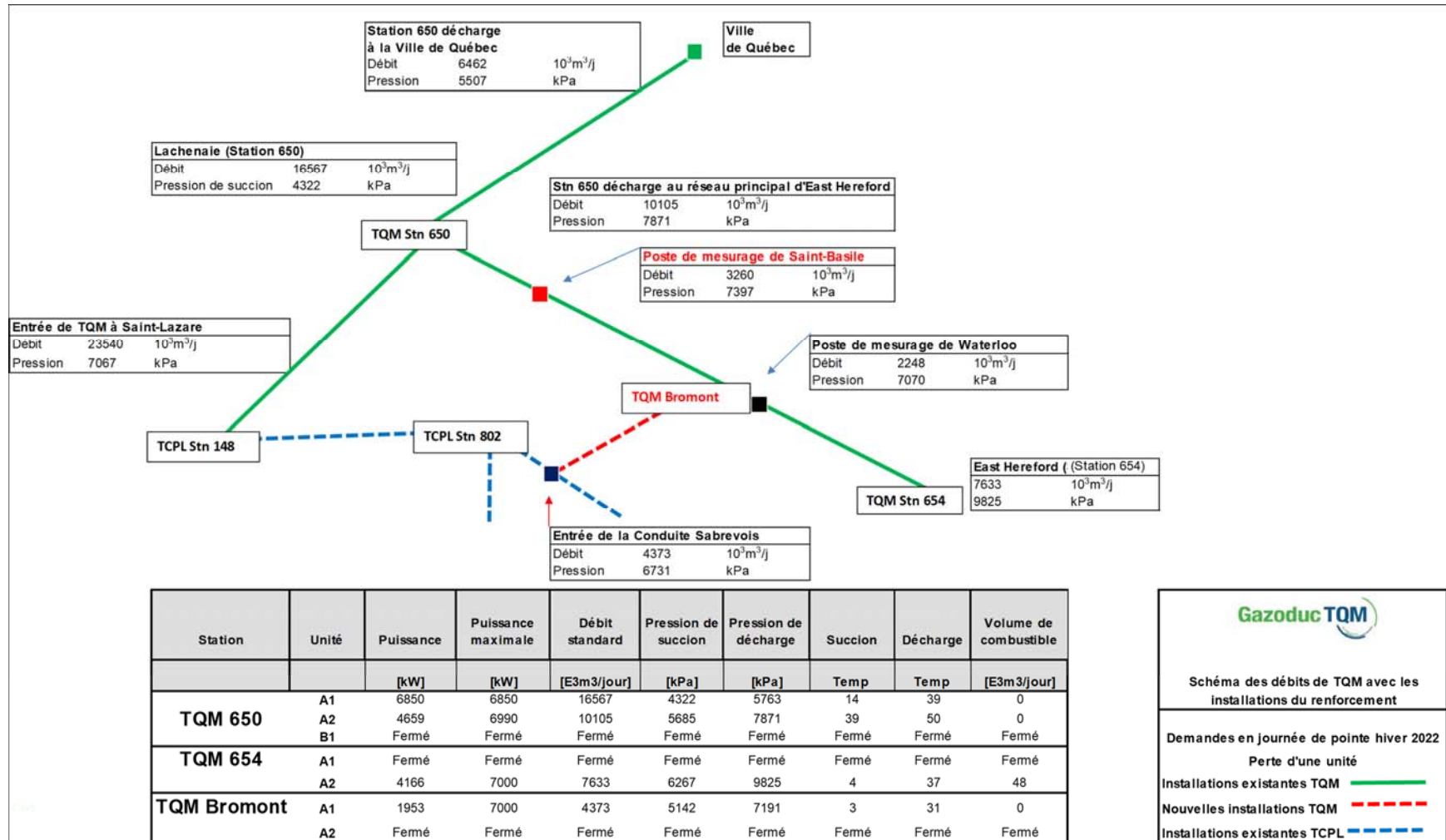


Figure 5- 4 : Schéma des exigences de débit de TQM en 2022

6.0 ÉVALUATION, DROITS ET FINANCEMENT

La présente section porte sur les questions liées à l'évaluation, aux droits et au financement dans le cadre du Projet, y compris le traitement tarifaire proposé pour le Projet au sein de TQM. Un estimé du coût de service, de l'impact du Projet sur les droits de transport et des coûts de cessation d'exploitation du Projet, en plus des capacités de financement et du plan d'assurances financières pour le Projet sont fournis par la présente.

6.1 Méthode de conception des droits

TQM propose d'inclure le prix d'achat et les coûts d'intégration des actifs de Sabrevois, de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile à la base de tarification de TQM et d'appliquer la méthode de conception des droits existante de TQM au Projet.

La méthode de conception des droits de TQM est une méthode basée sur les coûts qui reflète la nature intégrée de TQM, où toutes les installations sont utilisées collectivement pour fournir des services. Ainsi, les coûts en capital associés à l'acquisition et à l'intégration des actifs de Sabrevois, à la construction de la station de compression de Bromont et à l'interconnexion de Saint-Basile seront ajoutés à la base de tarification de TQM et la méthode de conception des droits en vigueur sera utilisée comme base pour établir les besoins en produits et les droits.

La méthode de conception existante des droits de TQM débute par le calcul des besoins en produits annuels moins les revenus discrétionnaires. Ces besoins en produits nets sont divisés par 12 mois pour établir les droits mensuels pour le service de transport ferme T-1. Les droits pour la période commençant après 2021 continueront d'être établis à l'aide d'une méthode basée sur les coûts.

6.2 Évaluation

Le prix d'achat négocié des actifs de Sabrevois est le montant de base du transfert de 405 000 \$, plus des ajustements¹ établi en fonction de la date de clôture de la vente.

6.3 Tarif

Aucune modification au tarif n'est reliée au Projet. Le Projet, en conjonction avec le reste du réseau TQM, servira à fournir des services de transport conformément aux

¹ Montant de base du transfert de 405 000 \$ (valeur comptable nette au 30 septembre 2018) plus ajustements (au sens attribué à ce terme à l'annexe 1-1, section C).

conditions de service du tarif en vigueur. Le contrat de service de transport T-1 existant que TQM et TCPL ont conclu sera amendé afin de tenir compte des nouveaux points de réception et de livraison, tel que défini à la grille du droit de service de transport ferme T-1 de TQM.

6.4 Impacts estimés sur le coût de service et les droits

TQM a effectué une analyse du Projet visant à établir les coûts additionnels pour fournir le service ainsi que l'impact estimé sur les droits de TQM.

Le coût de service additionnels estimé du Projet et l'impact sur les droits sont basés sur les coûts du capital et sur les hypothèses économiques résumées aux sections 6.4.1 à 6.4.3.

6.4.1 Coût en capital estimé du Projet

Le tableau 6-1 présente le coût du capital estimé du Projet.

Tableau 6-1: Coût en capital estimé

Composante	Coût en capital (000\$)
Achat d'actifs	
Acquisition	405
Intégration	13 660
Nouvelle Construction	
Compression	103 155
Interconnexion	1 000
Terres et droits sur les terres	348
Total	118 568

6.4.2 Paramètres économiques

L'impact global du projet sur le coût de service existant est évalué à l'aide des paramètres économiques du tableau 6- 2.

Tableau 6-2 : Paramètres du coût du service

Paramètre	Valeur (%)
Taux de rendement sur la base de tarification	6,35
Taux d'imposition	25,77
Taux de dépréciation	
Pipeline	2,32
Station de compression	5,17
Taux d'indexation des coûts d'exploitation	2,00

6.4.3 Coût du service et impacts sur les droits

Les résultats de l'analyse annuelle du coût de service liés au Projet pour les années 2022 à 2026 sont présentés au tableau 6-3 résumant le coût en capital, l'augmentation de base de tarification et le coût de service associés au Projet.

L'augmentation anticipée du revenu requis annuel de TQM résultante du Projet est estimée à environ 20,4 M\$ par année en moyenne pour les années 2023 à 2026.

Tableau 6-3 : Coût de service (000\$)

Projet proposé	2022	2023	2024	2025	2026
Mois de mise en service	novembre	–	–	–	–
Coût d'acquisition	405	–	–	–	–
Coût du capital du Projet	118 163	–	–	–	–
Augmentation moyenne de la base de tarification	118 093	114 768	109 067	103 366	97 666
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	454	2 777	2 833	2 890	2 948
Dépréciation	950	5 701	5 701	5 701	5 701
Électricité	283	1 734	1 769	1 804	1 840
Intégrité	526	245	8 185	3 259	1 796
Taxes municipales	45	274	280	285	291
Rendement sur la base de tarification	1 250	7 288	6 926	6 564	6 202
Impôt sur le revenu	(8 132)	(1 112)	(528)	(41)	365
Coût de service total	(4 624)	16 907	25 166	20 462	19 143

Conformément à la convention de service T-1 entre TQM et TCPL, la quantité totale liée à la demande contractuelle augmentera d'environ 4 373 10³m³ par jour suivant la réalisation du Projet. Toute augmentation des besoins en produits annuels sera principalement récupérée par une hausse mensuelle du droit de transport T-1. La hausse moyenne du coût de service pour la période de 2023 à 2026 comparativement aux droits finaux de 2019 est d'environ 21 %.

6.5 Désaffectation et cessation d'exploitation

TQM n'a pas de calendrier précis pour la désaffectation ou la cessation d'exploitation futur des installations associées au Projet. Une décision sur le moment de la désaffectation ou de la cessation d'exploitation de ces installations sera influencée par les exigences de service futurs.

L'approbation préalable de l'Office et d'autres organismes compétents sera obtenue avant que les activités de désaffectation et de cessation d'exploitation.

6.5.1 Coûts estimatifs de cessation d'exploitation

Comme l'exige le *Guide de dépôt de l'ONE*,² TQM fournit les coûts estimatifs de la cessation d'exploitation (les CECE) pour le Projet, calculés conformément à la méthode prescrite dans la décision MH-001-2012 de l'Office.³ Les CECE estimés totaux pour le Projet sont de 17,5 M\$,⁴ ce qui représente environ 15 % des CECE approuvés pour TQM. Les détails concernant l'approche de cessation d'exploitation et l'estimation des coûts seront mis à jour au moment du dépôt de la demande en vue de la cessation d'exploitation de ces installations.

Il pourrait y avoir un impact proportionnel sur le montant de la cotisation annuelle et le calcul de la surcharge en vue de la cessation d'exploitation pour TQM, qui se reflètera dans la mise à jour périodique de ses CECE, comme l'exige la décision MH-001-2012, et dans le dépôt des calculs des CECE annuels. Les CECE et la surcharge en vue de la cessation d'exploitation pour TQM tiennent compte d'une période de recouvrement de 25 ans, laquelle a été mise en œuvre conformément à la décision MH-001-2013.

6.6 Financement

TQM s'attend à financer le Projet, dont le coût est estimé actuellement à environ 119 M\$, dans le contexte de sa structure du capital historique composée à 60 % de dette et à 40 % de capital-actions ordinaires. En ce qui a trait à la portion dette du financement, TQM prévoit financer initialement les coûts d'acquisition et de construction à même sa facilité de crédit renouvelable de 125 M\$. Cette facilité de crédit renouvelable est fournie par la Banque Nationale, institution financière principale de TQM et comporte une clause accordéon pour la faire passer à 200 M\$, sous réserve de l'approbation de la Banque Nationale. Une fois la construction du Projet terminée, il est envisagé que TQM refinance le solde de la facilité de crédit renouvelable au moyen d'un financement à terme de taille suffisant, probablement d'une durée de 10 ans. Ce refinancement sera probablement émis par placement privé, conformément à la pratique historique de TQM.

TQM dispose d'un accès solide au marché de la dette, comme le prouve sa récente émission d'un prospectus préalable permettant l'émission de billets privés d'une durée de 10 ans et d'une valeur totale de 75 M\$, le récent refinancement de son prêt à terme de 100 M\$ par voie de placement privé et l'augmentation de sa facilité de

² *Guide de dépôt de l'ONE*, rubrique A, page 4 A-36.

³ N° de dépôt de l'ONE : A50478-2.

⁴ L'Office a approuvé les CECE révisés de toutes les sociétés du groupe 1 déposés en septembre 2016 dans une lettre de décision datée du 18 avril 2018. Les CECE totaux de TQM en dollars de 2016 étaient de 115,5 M\$.

crédit renouvelable de 65 M\$. TQM a reçu la note de « A (bas) » de DBRS Limited (DBRS) et celle de « A- » de Standard & Poor's Rating Services, dans les deux cas avec une perspective stable.

Dans le cas de la portion capital-actions ordinaires du Projet, TQM possède le soutien financier de ses partenaires solides et importants, à 50 %. Il est prévu que le financement provienne des flux de trésorerie conservés provenant des activités d'exploitation de TQM ou d'apports en capital supplémentaires des partenaires de TQM, TCPL [A-, A (faible), Baa1, BBB+] et Gaz Métro Holding inc., filiale en propriété exclusive d'Énergir (A).

Sont joints aux présentes des exemplaires des résultats récents de TQM publiés par les agences de notation :

- Annexe 6-1 : Rapport de DBRS sur TQM (19 novembre 2018)
- Annexe 6-2 : Rapport de Standard & Poor's sur TQM (16 mai 2019)

6.7 Capacité de financement

Comme il a été mentionné précédemment, TQM dispose du financement nécessaire grâce à l'encaisse générée par ses activités, de sa capacité d'emprunt et, le cas échéant, de l'apport en capital de ses partenaires. Les paragraphes suivants décrivent la capacité de financement des partenaires de TQM.

6.7.1 TransCanada PipeLines Limited

TCPL financera son apport en capital pour le Projet grâce à une combinaison de flux de trésorerie prévisibles provenant de ses activités, de nouvelles créances de premier rang, ainsi que de capital subordonné sous forme d'actions privilégiées supplémentaires et de titres hybrides, de l'émission d'actions ordinaires et de la gestion du portefeuille.

Les liquidités de TCPL, l'accès aux marchés financiers et sa forte position financière fournissent une flexibilité financière importante. Au 30 juin 2019, TCPL et d'autres filiales de TC Énergie disposaient de liquidités d'environ 666 M\$, d'engagements de facilités de crédit non utilisés d'une valeur de 10,1 G\$ et de deux programmes de papier commerciaux dûment appuyés.

Au cours de la période de cinq ans terminée le 31 décembre 2018, TCPL et TC Énergie ont généré des liquidités de 25 G\$ provenant de leurs activités et amassé 43 G\$ sur les marchés financiers des créances et des titres de participation pour appuyer un programme de capital de 33 G\$, des acquisitions nettes de 8 G\$, le remboursement de créances venues à échéance d'une valeur de 21 G\$ et le versement de dividendes de 9 G\$.

Au 30 juin 2019, la structure du capital consolidé de TC Énergie se composait à 52 % de titres de créance de premier rang (déduction faite des liquidités), à 9 % de titres de créance subordonnés de second rang, à 5 % d'actions privilégiées et à 34 % d'actions ordinaires.

TCPL et TC Énergie ont reçu des notes de crédit de qualité supérieure de « A- » de la part de Fitch Ratings et de DBRS Limited. Standard & Poor's Global Ratings et Moody's Investor Service, Inc. leur ont attribué la note de « BBB+ ».

Sont joints aux présentes des exemplaires des résultats récents de TCPL et de TC Énergie publiés par les agences de notation :

- Annexe 6-3 : Rapport de DBRS sur TC Énergie et TCPL (5 juin 2019)
- Annexe 6-4 : Rapport de Standard & Poor's sur TC Énergie (1 mai 2018)
- Annexe 6-5 : Rapport de Moody's sur TCPL (5 avril 2019)
- Annexe 6-6 : Rapport de Fitch Ratings Inc. sur TCPL (12 juin 2017)
- Annexe 6-7 : Communiqué de Fitch Ratings Inc. (26 juin 2019)

Pour obtenir un exemplaire du rapport annuel de TC Énergie pour 2018, se reporter à l'annexe 6-8. Pour obtenir un exemplaire du rapport trimestriel de TC Énergie pour le deuxième trimestre de 2019, se reporter à l'annexe 6-9.

6.7.2 Énergir

La stratégie de gestion de la trésorerie et du capital d'Énergir, s.e.c. est axée sur le maintien d'un profil financier solide et sur le respect de ses besoins en matière de liquidités. Énergir, s.e.c. peut ainsi répondre à ses obligations financières, réinvestir dans ses actifs existants afin de maintenir sa capacité de générer des revenus conformément à la réglementation sur les tarifs et mener à bien les projets appuyant sa stratégie en matière de croissance.

L'accès d'Énergir aux marchés financiers et sa position financière solide fournissent une flexibilité financière importante.

Au cours de la période de cinq ans terminée le 30 septembre 2018, Énergir, s.e.c. a généré assez de liquidités provenant de ses activités et a amassé 625 M\$ sur les marchés des capitaux d'emprunts pour payer ses dépenses en capital de 2,1 G\$, rembourser des dettes venues à échéance d'une valeur de 125 M\$ et verser des distributions de 943,1 M\$.

Au 30 juin 2019, la structure du capital consolidé d'Énergir, s.e.c. se composait à 63,6 % de créances et à 36,4 % d'actions ordinaires.

Énergir Inc. a reçu la note de A (stable) de la part de Standard & Poor's Rating Services et celle de A (stable) de la part de DBRS Limited. Les notes d'Énergir sont fondées sur la qualité du crédit d'Énergir, s.e.c. Énergir Inc. est le commandité d'Énergir, s.e.c. et sert d'entité de financement.

Voir les annexes suivantes pour un exemple des rapports récents des agences de notation sur Énergir, s.e.c. :

- Annexe 6-10 : Résumé de Standard & Poor's sur Énergir, s.e.c. (17 décembre 2018)
- Annexe 6-11 : Rapports de DBRS sur Énergir, s.e.c. (29 avril 2019)

Pour obtenir un exemplaire du rapport annuel d'Énergir pour 2018, se reporter à l'annexe 6-12.

6.8 Plan relatif aux ressources financières

TQM aura les ressources financières nécessaires pour soutenir financièrement la gestion de tous les risques potentiels, y compris les obligations résultant d'un accident ou d'une défaillance pendant la construction ou l'exploitation du Projet.

Les solides paramètres de crédit de TQM et sa réputation lui permettent d'avoir accès aux marchés financiers fournissant des liquidités considérables lorsqu'elle en a besoin.

Le Règlement sur les obligations financières relatives aux pipelines découlant de la *Loi sur l'ONE* précise que les sociétés pipelinières sous juridiction fédérale qui exploitent des gazoducs de certaines tailles et de pressions maximales d'exploitation sont assujetties à certains niveaux de responsabilité financière absolue et doivent démontrer qu'elles disposent des ressources financières adéquates pour répondre à ces exigences. À titre d'entité assujettie à la *Loi sur l'ONE*, TQM exploite un réseau gazier qui la classe dans la catégorie de responsabilité absolue Gaz – Catégorie 1 aux termes de cette réglementation. TQM maintient actuellement un accès à des ressources financières d'au moins 200 M\$ afin de répondre à ces exigences, dans l'éventualité peu probable d'un incident touchant ses installations, y compris le Projet une fois mis en service.

TQM a mis en œuvre son plan relatif aux ressources financières le 11 juillet 2019 conformément à ces exigences réglementaires. Le plan relatif aux ressources financières de TQM a été déposé auprès de l'Office le 14 mai 2019⁵ et révisé le 29 juillet 2019.⁶

⁵ N° de dépôt de l'ONE : A99410-1

⁶ N° de dépôt de l'ONE : C00738-1

7.0 CONCEPTION, INTÉGRITÉ ET SÉCURITÉ

Cette section présente les détails de l'évaluation de la conception et de l'intégrité des actifs de Sabrevois effectué par TQM. L'évaluation de TQM a déterminé l'état actuel des actifs de Sabrevois et a confirmé que TQM est en mesure d'exploiter et de gérer ces actifs conformément au Programme de gestion de l'intégrité (PGI) de TC Énergie¹.

7.1 Contexte et aperçu

Présentement, les actifs de Sabrevois sont sous réglementation provinciale approuvés initialement par la Régie de l'électricité et du gaz conformément à l'Ordonnance G-338 (annexe 71). Les actifs de Sabrevois ont été conçus et construits conformément aux codes et normes en vigueur à ce moment (Norme CSA Z184-M1979) et sont exploités selon les normes actuelles de la CSA et des spécifications techniques d'Énergir.

Les conduites de gaz sous pression et les installations sous pression des stations ont été également conçus, construits, et entretenus conformément à la réglementation de la Régie du bâtiment du Québec (RBQ) et aux règlements connexes. La RBQ exige que les propriétaires/utilisateurs gèrent l'intégrité de leurs équipements conformément aux différentes exigences du Système de gestion de la qualité. Énergir respecte actuellement les exigences de la RBQ, ayant un inspecteur en chef qui est responsable de la gestion de l'inspection et de la re-certification des installations sous pression et des équipements associés conformément à la réglementation.

Étant donné que les actifs de Sabrevois seront intégrés dans le réseau TQM et, par conséquent, seront soumis à la réglementation fédérale, TQM veillera à ce que l'exploitation, l'entretien et toute mise à niveau de la conduite nécessaire respectent le *Règlement sur les pipelines terrestres* (RPT), la norme CSA Z662-19, les Procédures opérationnelles de TC Énergie ainsi que les exigences réglementaires applicables.

TQM a réalisé un examen des registres d'Énergir disponibles pour les actifs de Sabrevois comme indiqué dans la liste ci-dessous, dans le but de :

- Déterminer l'état actuel des actifs de Sabrevois;
- Confirmer que les actifs de Sabrevois rencontrent les critères du PGI de TC Énergie pour l'exploitation et la gestion de l'intégrité (voir la section 10.1.2).

Afin de déterminer l'état actuel des actifs de Sabrevois, TQM a évalué des éléments clés des caractéristiques de la conduite et des installations, ainsi que des éléments des données de construction, opérationnelles et d'inspection comme indiqué au tableau 7-1.

¹ TCPL opère le réseau TQM aux termes d'une entente d'opération entre TCPL et TQM.

Tableau 7-1 : Données d'évaluation des actifs de Sabrevois

Catégorie	Données
Caractéristiques	Épaisseur de la paroi de la conduite
	Diamètre
	Norme de fabrication
	Propriétés des matériaux
Construction	Année d'installation/de modification
	Mode d'assemblage
	Type de revêtement
	Permis et autorisations réglementaires
Exploitation	Qualité du gaz
	Historique des fuites/défaillances
	Rendement du système de protection cathodique
Inspection	Inspection interne
	Rapports d'excavation
	Enquêtes sur les fuites
	Entretien et inspection annuelles des vannes et de leur fonctionnement

Les éléments examinés ont été compilés à partir des sources suivantes :

- Plans de pose
- Images du droit de passage de la conduite
- Plans, schémas, cartes et photos des installations
- Rapports d'inspection
- Caractéristiques de la conduite, points d'interconnexion
- Entrevues avec le personnel d'ingénierie et d'exploitation d'Énergir

Énergir a fourni à TQM des exemplaires des rapports disponibles, comme indiqué à l'article 10.4 de la norme CSA Z66219 et aux alinéas 56e) à 56g) du RPT. En plus de l'évaluation des éléments clés, TQM a réalisé des visites de sites pour examiner un échantillon représentatif des actifs de Sabrevois composé de la conduite Sabrevois et des latéraux, du poste de livraison de Sabrevois, des sites de vannes et des gares de lancement et de réception associées.

Les résultats de l'évaluation de ces éléments clés sont présentés ci-dessous dans les sections récapitulatives de l'état actuel de la tuyauterie et du poste de livraison de Sabrevois.

7.2 Gares de lancement et de réception

La conduite Sabrevois comporte des tronçons avec des gares de racleurs pour l'inspection interne et des tronçons sans gare de racleurs. Les détails des installations de raclage sont présentés dans les sections suivantes.

7.2.1 Pipelines permettant le passage de pistons racleurs (Pigged)

TQM fera l'acquisition des gares de lancement et de réception de pistons racleurs au poste de livraison de Sabrevois et au poste de livraison d'Énergir situé à Shefford. Le poste d'Énergir deviendra le nouveau point de transfert de propriété pour le Projet.

Concernant les spécifications des gares (installations d'inspection interne), se reporter au tableau 7-2. Les caractéristiques de la conduite Sabrevois ainsi que les pressions d'exploitation maximales sont précisées dans le tableau 7-3. De plus, l'article 3 de l'annexe 1-1 décrit en détail les conditions relatives aux activités d'inspection interne et aux activités pré-clôture.

Tableau 7-2 : Spécifications des installations d'inspection interne

Description	Taille	Épaisseur de la paroi (mm)	Grade de la conduite (MPa)	Longueur estimée (m)
Gare de lancement « Overbore » (diamètre augmenté)	Diamètre nominal du tuyau 18	15,9	Grade 414, WPHY	4,37
Gare de réception « Overbore » (diamètre augmenté)	Diamètre nominal du tuyau 18	15,9	Grade 414, WPHY	4,85
Gare de lancement « Matching Bore » (diamètre correspondant à la conduite)	Diamètre nominal du tuyau 16	9,5	Grade 359, WPHY	0,67
Gare de réception « Matching Bore » (diamètre correspondant à la conduite)	Diamètre nominal du tuyau 16	9,5	Grade 359, WPHY	7,08
Pression de conception des gares	Pression de calcul : 7 070 kPa PME: 7 070 kPa			
Emplacement des gares	<p>Gare de lancement – Poste de livraison de Sabrevois Une gare de lancement permanente est installée au niveau de la connexion en amont. Une vanne d'isolement en surface avec un diamètre nominal 16 est raccordée à la gare de lancement du piston racleur (ouverture vers la droite). Une vanne bridée NPS 8 en surface est installée sur la conduite de poussée avec un diamètre nominal 8.</p> <p>Gare de réception – Poste de Shefford Une gare de réception permanente est installée à la fin du tronçon à Shefford. Une vanne d'isolement hors-terre avec un diamètre nominal 16 est raccordée à la gare de réception du piston racleur (ouverture vers la droite). Une vanne bridée NPS 8 hors-terre est installée sur la conduite de poussée avec un diamètre nominal 8.</p>			
Description du dispositif de fermeture des gares	Fermeture d'extrémité horizontale avec un diamètre nominal 18, PN 100, M45C, correspondant à une épaisseur de paroi de 15,9 mm, grade 414			
Description des éléments de contrôle de la corrosion	Les gares sont hors-terre et dotées d'un revêtement pour éviter la corrosion atmosphérique.			

7.2.2 Pipelines ne permettant pas le passage de pistons racleurs (Unpigged)

Actuellement, il y a sept latéraux le long de la conduite Sabrevois qui ne permettent pas le passage de pistons racleurs. Ces latéraux sont décrits dans le tableau 7-3, alors que la figure 7-1 montre la carte des emplacements des latéraux. La longueur totale des latéraux sans gare de lancement et de réception de pistons racleurs est d'environ 11,35 km. Tous les latéraux ont été conçus pour fonctionner à un maximum de 35 % ou à moins de la limite d'élasticité minimale spécifiée (voir la figure 7-2).

Énergir a réalisé une étude pour évaluer l'état de la corrosion de la conduite (ECDA) sur tous les latéraux, sauf sur le latéral Brigham. Les résultats de cette étude pour les six latéraux ont été considérés comme acceptables et aucun problème d'intégrité n'a été signalé. Lors de la clôture, tous les résultats connexes de l'évaluation directe de la corrosion externe seront intégrés immédiatement dans le PGI de TC Énergie.

Tableau 7-3 : Spécifications des conduites dans le cadre du transfert des actifs de Sabrevois

Conduite	Emplacement de départ	Emplacement d'arrivée	Longueur de la conduite (km)	Diamètre extérieur (mm)	Épaisseur de la paroi (mm)	Classe de conception de la conduite	Passages de cours d'eau importants	Matériau	Type	Grade (MPa)	Résistance à l'entaille	Type de joint longitudinal	Revêtement externe de la conduite	PME ² (kPa)	Contrainte de fonctionnement (% LEMS)	Année de mise en service
Conduite Sabrevois (SE28000)	Poste de livraison de Sainte-Anne-de-Sabrevois	Poste de vannes de Shefford	46,942	406,4	5,56	1	2	Acier	CSA Z245.1	359	Cat. 2	ERW	Polyéthylène extrudé	7 070	72	1983
			4,369	406,4	6,67	2	-	Acier	CSA Z245.1	359	Cat. 2	ERW	Polyéthylène extrudé	7 070	60	1983
			12,542	406,4	8,01	3	-	Acier	CSA Z245.1	359	Cat. 2	ERW	Polyéthylène extrudé	7 070	50	1983
Latéral Saint-Alexandre (SE28001)	Latéral Saint Alexandre	POSL4047	0,003	60,3	3,91	3	-	Acier	CSA Z245.1	359	Cat. 2	ERW	Polyéthylène extrudé	7 070	15	1987
Latéral Farnham (SE28002)	POSV2902	POSV4020	0,270	114,3	3,96	3	-	Acier	CSA Z245.3	290	Cat. 2	ERW	Polyéthylène extrudé	7 070	35	1984
Latéral Bromont (SE28003)	POSV2905	POSV4032	0,597	114,3	3,96	3	-	Acier	CSA Z245.3	290	Cat. 2	ERW	Polyéthylène extrudé	7 070	35	1983
Latéral Sainte-Brigide-d'Iberville (SE28004)	POSV2601	POSV4045	0,003	60,3	3,91	3	-	Acier	CSA Z245.3	290	Cat. 2	ERW	Polyéthylène extrudé	7 070	19	1986
Latéral Brigham (SE28005) ¹	Chaînage 40+472 de la Conduite Sabrevois		0,003	219,1	Se reporter à la note 1											1983
Latéral Cowansville (SE28010)	POSV2904	POSV4021	4,980	114,3	3,96	3	-	Acier	CSA Z245.3	290	Cat. 2	ERW	Polyéthylène extrudé	7 070	35	1983
Latéral Granby (SE28020)	POSV2906	POSV4027	5,490	114,3	3,96	3	1	Acier	CSA Z245.3	290	Cat. 2	ERW	Polyéthylène extrudé	7 070	35	1983

Note:

1. Aucune propriété de la conduite n'est disponible. Le latéral est actuellement déconnecté du poste de mesurage de Brigham.
2. Pression maximale d'exploitation

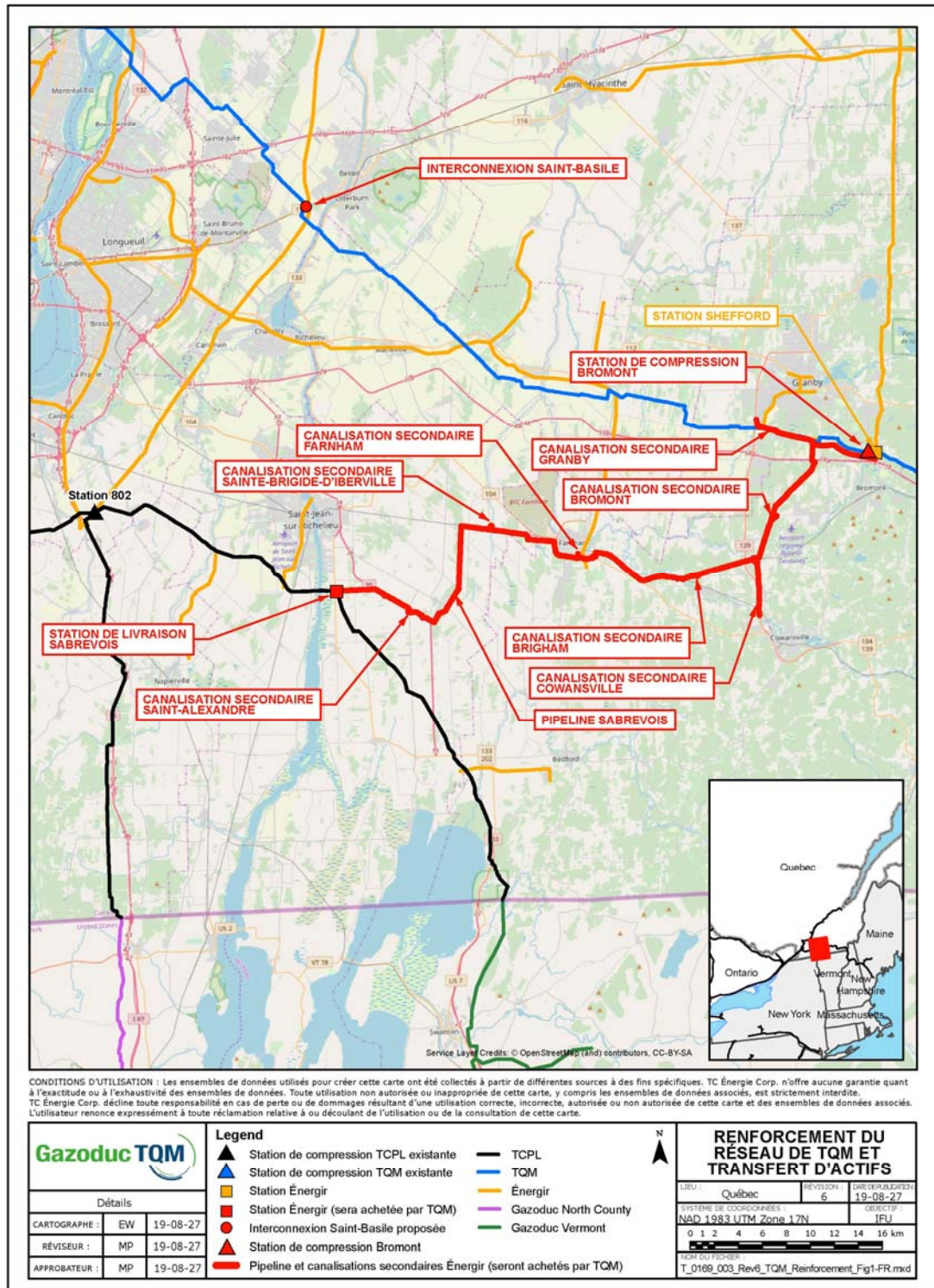


Figure 7-1: Transfert des actifs de Sabrevois

7.3 Résumé de l'état actuel de la conduite

La longueur totale des composantes de la conduite des actifs de Sabrevois, y compris les latéraux, est d'environ 75,2 km. Les caractéristiques de la conduite et la pression maximale d'exploitation (PME) sont décrites dans le tableau 7-2. Les détails concernant l'emplacement des interconnexions de transfert de propriétés, y compris le nom de l'emplacement des installations, les cadastres, et les schémas d'interconnexion, sont fournis également.

7.3.1 Résumé des caractéristiques

Le diamètre nominal (NPS) des composantes de la conduite à acheter varie entre NPS 2 et NPS 16 (voir tableau 7-3), avec environ 83 % de la conduite ayant un NPS 16.

La figure 7-2 présente les contraintes d'exploitation pour la PME comme pourcentage de la LEMS du tronçon de la conduite :

- La PME de 62 % des tronçons est égale ou supérieure à 60 % de la LEMS;
- La PME de 38 % des tronçons est inférieure à 60 % de la LEMS.

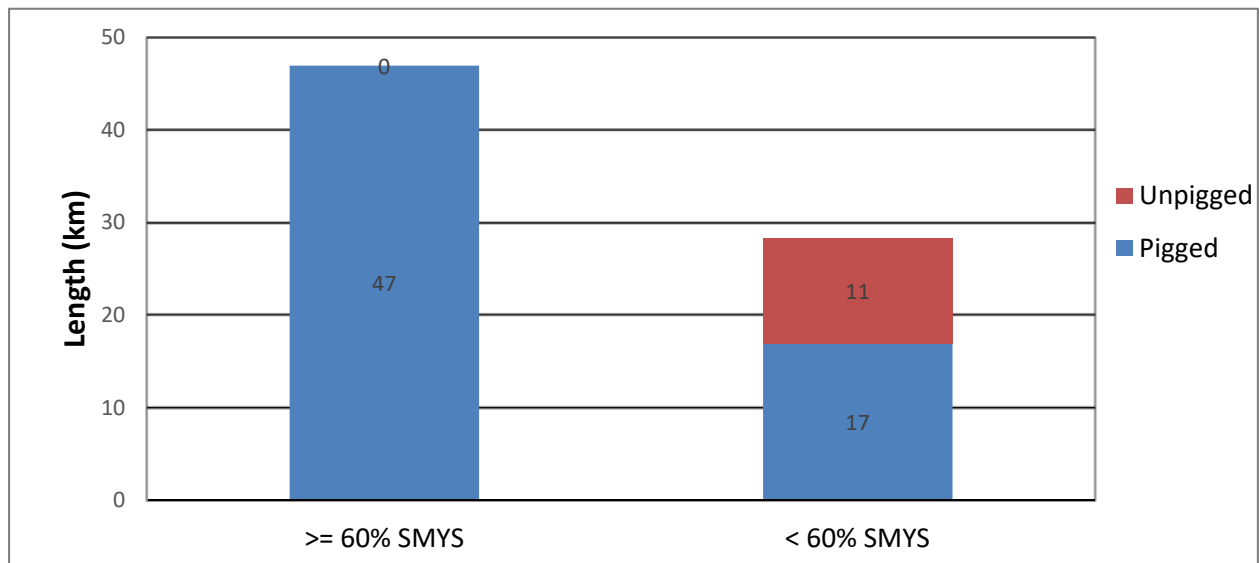


Figure 7-2 : Longueur de la conduite – % de la LEMS pour les pressions maximales d'exploitation

7.3.2 Résumé des données de construction

La conduite Sabrevois a été construite en 1983 et les sept latéraux ont été construits entre 1983 et 1987. La conception et la construction ont été réalisées conformément à la norme CSA Z184-M1979, soit la norme en vigueur au moment de la construction.

Des essais hydrostatiques durant la mise en service ont été effectués pour les actifs de Sabrevois et les résultats ont été communiqués à TQM par Énergir. Un revêtement en polyéthylène extrudé orange (Orange Jacket) a été appliqué sur la conduite ainsi que sur tous les latéraux, et des manchons thermorétractables et du ruban ciré ont été appliqués aux soudures circulaires pendant la construction. Un revêtement en ruban ciré et de la peinture époxy ont également été utilisés lors des réparations.

Considérant ce qui précède, TQM estime que la conception, la construction et la mise en service de la conduite ont été réalisées conformément aux normes et pratiques de l'industrie les plus appropriées au moment de la construction.

7.3.3 Résumé des données opérationnelles

La conduite Sabrevois reçoit du gaz acheminé par le réseau principal canadien et le réseau de TQM depuis des décennies. Par conséquent, la conduite Sabrevois a été contrôlée selon des normes de qualité du gaz similaires à celles définies actuellement dans les Conditions de service et de TCPL et celles de TQM. Ces normes de qualité du gaz requièrent de faibles limites permises pour des matières corrosives comme le soufre, l'hydrogène sulfuré, le dioxyde de carbone et l'eau, qui donnent ce que l'on considère comme un gaz « non corrosif et sec » ne présentant aucun risque de corrosion interne systémique.

Du point de vue opérationnel, la conduite Sabrevois et les latéraux n'ont pas connu de défaillances. L'étude de la performance opérationnelle des conduites avec Énergir indique que les conduites sont très fiables et aucune préoccupation d'intégrité notable ou systémique n'a été soulevée.

Compte tenu des renseignements fournis par Énergir, la majorité (81 %) de la conduite Sabrevois et des latéraux est située actuellement dans un emplacement de classe 1, sauf pour environ 13 % de la conduite qui sont situés dans un emplacement de classe 2 et 6 % dans un emplacement de classe 3 (voir le tableau 7-3). Les derniers résultats de l'étude des classes d'emplacements d'Énergir confirment que les conduites ont été conçues jusqu'à ou supérieure à la désignation des classes d'emplacements actuelles. TC Énergie réalisera une étude des classes d'emplacements dans le cadre du PGI post-clôture pour confirmer la classe d'emplacement et reclassifier, si nécessaire.

TQM achètera toutes les installations de protection cathodique (2 redresseurs et 2 anodes continues) liées à la conduite Sabrevois et aux latéraux dans le cadre du Contrat de vente. De nouvelles limites de protection cathodique ont été indiquées dans le Contrat de vente Sabrevois (se reporter à l'annexe 1-1 : Section X). Jusqu'à la clôture, Énergir continuera de fournir des services de protection cathodique pour la conduite Sabrevois et les latéraux. Dans le cadre de son plan de gestion d'intégrité, Énergir prévoit réaliser des vérifications à intervalles rapprochés (VIR) pour

L'inspection de la conduite Sabrevois en 2019 et de tous les latéraux en 2020. À la suite de cette inspection, toute indication de niveaux inacceptables de polarisation, conformément à la norme CSA Z662-19, sera traitée conjointement par TQM et Énergir pour définir le plan d'atténuation avant la clôture. Après la clôture, TQM détiendra et gèrera la protection cathodique des actifs de Sabrevois afin de garantir la cohérence avec le PGI de TC Énergie. TQM effectuera les réglages des potentiels et les modifications des installations, le cas échéant.

L'examen des dossiers d'Énergir effectué par TQM indique que l'entretien annuel des redresseurs, les relevés après essais et l'entretien des vannes ont été réalisés. La gestion du droit de passage pour la détection de fuites et des VIR ont été effectuées pour la conduite par roulement une fois tous les trois ans. Depuis 2016, des observations visuelles aériennes du droit de passage ont été réalisées une fois par mois. Les dossiers des actifs de Sabrevois concernant les inspections et la maintenance des vannes et de leur exploitation ainsi que les relevés de fuites ont été confirmés et examinés par TQM qui n'a constaté aucun problème important.

Les rapports de surveillance géotechnique fournis par Énergir ont été examinés par TQM et les réparations d'entretien appropriées ont été effectuées par Énergir lorsque des anomalies ont été détectées. Lors de la clôture, TQM continuera de surveiller les conditions géotechniques et réalisera toute remise en état nécessaire conformément au PGI de TC Énergie.

7.3.4 Résumé des données d'inspection de la conduite

Compte tenu des renseignements fournis à TQM par Énergir, 63,85 km de la conduite Sabrevois ont été inspectés en 2002, 2011 et 2019, en mesurant la perte de flux magnétique (PFM) et à l'aide des outils d'inspection interne géométrique et cartographique. Les emplacements des gares de racleurs sont indiqués dans la liste de la section 7.2. Les résultats de toutes les inspections internes ont été examinés et des excavations pour confirmation et remise en état ultérieures à l'inspection interne ont été effectuées, comme indiqué ci-dessous :

- En 2002, Énergir a effectué une excavation pour remise en état au cours de l'année suivant l'inspection interne.
- Entre 2011 et 2014, Énergir a effectué 13 excavations pour remise en état, à la suite de l'inspection interne réalisée en 2011.
- En juin 2019, Énergir a effectué une excavation pour remise en état, à la suite de l'inspection interne réalisée en janvier 2019.

Les méthodes de réparation ont inclus un nouveau revêtement et l'installation de manchons de renfort en matériaux composites.

Compte tenu des résultats de la dernière inspection interne réalisée en 2019, TQM et Énergir continueront de collaborer pour déterminer si un plan de suivi de mesures de mitigation est nécessaire avant la clôture. Lors de la clôture, TQM intégrera toutes les dernières informations sur l'intégrité dans le PGI de TC Énergie.

La détection de fuites instrumentée, la gestion du droit de passage et les VIR ont été réalisées sur la conduite par roulement une fois tous les trois ans. Depuis 2016, des patrouilles visuelles aériennes de la servitude ont été réalisées une fois par mois. Les rapports sur les actifs de Sabrevois concernant les inspections et l'entretien des vannes et de leur exploitation ainsi que les relevés de fuites ont été confirmés et examinés. Aucun problème important n'a été constaté.

7.3.5 Résumé de la matrice des menaces pour l'intégrité de la conduite

À l'aide des catégories de menaces définies dans la norme ASME B31.8S comme cadre d'évaluation des menaces potentielles, une matrice des menaces pour l'intégrité de la conduite (se reporter au tableau 7-4) a été créée pour résumer les résultats de l'évaluation. Les menaces potentielles ont été évaluées sur la base d'une pression maximale d'exploitation de 7 070 kPa.

L'évaluation de chaque catégorie de menace est une estimation qualitative basée sur les processus de TC Énergie et de l'examen des éléments clés. Les menaces ont été évaluées comme suit :

- Faible – Signifie normalement que la probabilité d'atteinte à l'intégrité de la conduite est considérée comme faible, et que les données nécessaires à sa détermination sont disponibles et complètes.
- Modérée – Signifie normalement que la probabilité d'atteinte à l'intégrité de la conduite est considérée comme modérée, ou encore que la probabilité soit faible, et que les données nécessaires à sa détermination sont manquantes ou incomplètes.
- Élevée – Signifie que la probabilité d'atteinte à l'intégrité de la conduite est considérée comme élevée, ou encore que la probabilité soit modérée, et que les données nécessaires à sa détermination sont manquantes ou incomplètes.

Après l'évaluation des menaces individuelles, le processus de gestion des menaces existant de TC Énergie a été vérifié et considéré comme approprié à la gestion des menaces. La matrice des menaces pour l'intégrité de la conduite a évalué sept des neuf catégories de menaces comme faibles, et deux comme modérées (corrosion externe et dommages mécaniques). Il en est ressorti que toutes les menaces peuvent être gérées et le seront dans le cadre du PGI de TC Énergie.

Tableau 7-4 : Matrice des menaces pour l'intégrité de la conduite

Catégorie de menace (ASME B31.8S)	Évaluation des menaces	Méthode de gestion des menaces (à l'aide des stratégies du PGI de TC Énergie)
Menaces temporelles		
Corrosion externe	<p>Modérée :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tous les tronçons de la conduite sont considérés comme sujets à la corrosion externe. • Les tronçons avec un revêtement en polyéthylène extrudé ont en général une probabilité de corrosion externe faible. • Les données existantes relatives à l'inspection interne, à l'inspection indirecte et à la remise en état de la conduite ont indiqué des cas de corrosion externe. Toutefois, cette menace a été traitée de façon appropriée et il n'y a aucun problème d'intégrité immédiat lié à la corrosion externe. • Les données des essais hydrostatiques ultérieurs à la construction sont disponibles. • Il n'y a aucun dossier connu de défaillances en service liées à la corrosion externe. 	<ul style="list-style-type: none"> • Programme de gestion des menaces de corrosion externe • Programme de protection cathodique
Corrosion interne	<p>Faible :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Les rapports d'inspection interne de la conduite Sabrevois n'indiquent pas de cas de corrosion interne. • Le gaz transporté par l'entremise de la conduite Sabrevois provient du réseau principal de TCPL. Il est conforme à la norme de qualité du gaz indiquée dans le tarif de TCPL et, par conséquent, non corrosif. Cet état ne changera pas après la clôture. 	<ul style="list-style-type: none"> • Programme de gestion des menaces de corrosion interne • Programme de surveillance de la qualité du gaz
Fissuration interne par corrosion sous contrainte	<p>Faible :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Les tronçons avec un revêtement en polyéthylène extrudé ont en général une faible probabilité de fissuration interne par corrosion sous contrainte. • Aucune fissuration interne par corrosion sous contrainte n'a été détectée ni sur les sites de réparation ni sur les actifs de Sabrevois. • Il n'y a aucun dossier connu de défaillances en service liées à une fissuration interne par corrosion sous contrainte. 	<ul style="list-style-type: none"> • Programme de gestion des menaces de fissuration interne par corrosion sous contrainte • Programme de protection cathodique

Tableau 7-5 : Matrice des menaces pour l'intégrité de la conduite (suite)

Catégorie de menace (ASME B31.8S)	Évaluation des menaces	Méthode de gestion des menaces (à l'aide des stratégies du PGI de TC Énergie)
Menaces statiques		
Défauts liés à la fabrication	Faible : <ul style="list-style-type: none"> • Les actifs de Sabrevois ont été conçus, construits et testés conformément aux codes, normes, spécifications et exigences réglementaires en vigueur au moment de leur conception, leur construction et leurs essais. • Aucune défaillance en service liée à la fabrication n'est survenue pour les actifs de Sabrevois. Aucun défaut sur les joints n'a été détecté dans les rapports d'excavation fournis. 	<ul style="list-style-type: none"> • Programme de gestion des menaces pour la production, fabrication et construction
Soudage et fabrication	Faible : <ul style="list-style-type: none"> • Il n'y a aucun dossier connu de défaillances en service liées à la construction. 	<ul style="list-style-type: none"> • Programme de gestion des menaces pour la production, fabrication et construction
Défaillance de l'équipement	Faible : <ul style="list-style-type: none"> • Les actifs de Sabrevois possèdent un long historique de service sans défaillance d'équipement mécanique. • Toutes les vannes sont bien entretenues dans le cadre de l'inspection annuelle des vannes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Programme de gestion des menaces pour l'équipement • Inspections visuelles et mécaniques
Menaces intemporelles		
Dommages mécaniques	Modérée : <ul style="list-style-type: none"> • La conduite Sabrevois et les latéraux sont considérés comme sujets aux dommages mécaniques. 	<ul style="list-style-type: none"> • Programme de gestion des dommages mécaniques • La signalisation d'Énergir sera remplacée par celle de TQM. • La conduite sera intégrée dans le Programme de sensibilisation du public de TCPL (se reporter à la section 10.1.5)
Catégorie de menace (ASME B31.8S)	Évaluation des menaces	Méthode de gestion des menaces (à l'aide des stratégies du PGI de TC Énergie)
Menaces intemporelles		
Forces liées aux conditions météorologiques et forces extérieures	Faible : <ul style="list-style-type: none"> • La conduite Sabrevois et les latéraux sont considérés comme sujets aux forces liées aux conditions météorologiques et aux forces extérieures. 	<ul style="list-style-type: none"> • Programme de gestion des menaces liées aux conditions météorologiques et aux forces extérieures
Mauvaise exploitation	Faible : <ul style="list-style-type: none"> • La conduite Sabrevois et les latéraux sont considérés comme sujets à une mauvaise exploitation. 	<ul style="list-style-type: none"> • Programme de gestion des menaces liées à une mauvaise exploitation • Formation et développement • Systèmes d'automatisation de conduite et système de télésurveillance et d'acquisition de données

7.4 Poste de livraison de Sabrevois – état actuel

Le poste de livraison de Sabrevois se trouve sur des terrains appartenant à Énergir à environ 5 km au nord de Sabrevois, Québec, à l'extrémité ouest de la conduite Sabrevois. Cette station est conçue pour mesurer, odoriser et réduire la pression du gaz. Deux compteurs à turbine avec un diamètre nominal du tuyau 12 se trouvent à l'intérieur du même bâtiment. Un système d'odorisation est installé pour odoriser le gaz en aval du poste sur le réseau d'Énergir. Une vanne de régulation avec un diamètre nominal du tuyau 6 se trouve en aval des compteurs pour réguler la pression. Elle est utilisée par le Centre de contrôle du réseau d'Énergir (CCR) pour contrôler la quantité de gaz arrivant dans le réseau d'Énergir.

Le poste de livraison de Sabrevois a été conçue, construite et testée conformément aux codes, normes et spécifications applicables au moment de sa construction, en vertu de la norme CSA Z184-M1979.

Par ailleurs, compte tenu de l'évaluation de TQM des rapports appropriés appartenant à Énergir, ainsi que d'une visite de site, des conditions initiales de conception et de l'historique d'exploitation du site, TQM considère que le poste de livraison a été conçu, construit et mis en service aux fins pour lesquelles il a été prévu, conformément à la norme CSA Z184-M1979.

Le poste de livraison de Sabrevois est actuellement utilisé exclusivement par Énergir. De plus, des mesures sont en cours présentement par TCPL à sa station de mesurage de Sabrevois et par Énergir à son poste de livraison de Sabrevois, tous deux étant adjacents sur la conduite Sabrevois. Lors de l'acquisition des actifs de Sabrevois, la station de mesurage de Sabrevois de TCPL demeurera la station de transfert de propriété.

Comme le poste de livraison de Sabrevois ne sera plus utilisé à des fins de mesurage une fois le transfert des actifs complété, TQM y apportera des modifications pour retirer les équipements de redondance. Ces travaux ne sont pas partie du Projet, mais seront réalisés à une date ultérieure, conformément aux autorisations réglementaires applicables. Aussi, dans le cadre des activités préalables à la clôture, Énergir procédera au démantèlement du système d'odorisation². Pour de plus amples renseignements sur les activités pré et post-clôture, voir la section 8.

² Les activités post-clôture, y compris les modifications de la conduite, ne sont pas comprises dans la portée de la présente Demande, et seront réalisées conformément aux autorisations réglementaires applicables.

7.5 Résumé relatif au contrôle de la pression et à la protection contre la surpression de la conduite

Les systèmes de contrôle de la pression et de protection contre la surpression des installations de TCPL et de TQM sont conformes aux exigences du RPT et de la norme CSA Z662-19 ainsi qu'à leur philosophie de conception, d'exploitation et d'entretien pour des inspections, évaluations et essais réguliers. Des procédures sont en place pour maintenir de bonnes conditions d'exploitation de toutes les installations et les faire fonctionner à la bonne pression. En plus, les systèmes de contrôle de la pression et de protection contre la surpression fonctionnent indépendamment l'un de l'autre de façon continue et automatique. Le Centre de contrôle des opérations de TC Énergie, qui fonctionne 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7, surveille et contrôle la pression de la conduite en temps réel grâce à un système de télésurveillance et d'acquisition de données (SCADA). La pression est surveillée et analysée de manière proactive pour définir des tendances par les agents du Centre de contrôle afin de veiller à l'efficacité opérationnelle et à la protection contre la surpression. Les actifs de Sabrevois seront exploités et entretenus conformément aux principes de contrôle de la pression et de protection contre la surpression de TCPL pour les réseaux gaziers.

L'évaluation des systèmes de contrôle de la pression et de protection contre la surpression actuelle a pris en compte :

- Toutes les sources de surpression, y compris les scénarios de défaillance d'équipement potentielle;
- Les effets connexes des défaillances d'équipement des systèmes de contrôle de la pression et de protection contre la surpression dans leur ensemble;
- La manière dont la redondance des composants peut être améliorée ou mise en œuvre;
- Les répercussions des modifications de la conduite et des installations sur l'exploitation ou la fiabilité des systèmes de contrôle de la pression et de protection contre la surpression.

Pour les actifs de Sabrevois, deux types de sources de pression possibles ont été évalués :

- Station de compression
- Changements de spécification

7.5.1 Stations de compression

Station de compression en amont de TCPL

La station de compression 802 de TCPL, située en amont des actifs de Sabrevois, a une pression de refoulement définie sur la pression maximale d'exploitation de la

conduite en aval. La vitesse de compression est réglée automatiquement pour maintenir la pression de refoulement de la station à un maximum de 100 % de la pression maximale d'exploitation en aval. Ce type de contrôle de la pression est pris en charge par deux systèmes de limitation de la pression. Le premier système arrête automatiquement le compresseur si la pression de refoulement atteint 105 % de la PME de la conduite en aval. Le deuxième système arrête automatiquement le compresseur si la pression de refoulement atteint 110 % de la PME de la conduite en aval. Ces deux systèmes de limitation de la pression sont, quant à eux, arrêtés par un système de protection contre la surpression composée de vannes de sûreté réglées sur la pression de calcul du poste de compression la moins élevée et à 110 % de la PME en aval. L'activation d'une vanne de sûreté déclenche automatiquement l'arrêt du compresseur. Les systèmes de contrôle de la pression et de protection contre la surpression fonctionnent de façon indépendante et utilisent des capteurs de contrôle de la pression séparés.

Dans le cadre du Programme de renforcement de TQM, TCPL prévoit la construction d'une unité de compression additionnelle. Cette unité additionnelle permettra d'accroître la capacité par les conduites raccordées et les actifs de Sabrevois tout en ayant les mêmes systèmes de contrôle que les unités de compression existantes. Par conséquent, elle ne sera pas une source de surpression. La PME des conduites ne changera pas et la pression de refoulement continuera ainsi d'être contrôlée aux niveaux indiqués ci-dessus.

La configuration et les points de consigne de ces systèmes ont été examinés et fournissent une protection appropriée contre la surpression pour les actifs de Sabrevois.

7.5.2 Changements de spécification

Les changements de spécification indiquent les points où la PME est différente le long de la conduite ou à l'intersection avec une autre conduite.

Entre le réseau principal canadien de TCPL et les actifs de Sabrevois

Des systèmes de contrôle de la pression et de protection contre les surpressions indépendantes sont en place aux points de mesure où le gaz naturel coule entre du réseau principal canadien de TCPL aux actifs de Sabrevois. Ces systèmes sont conformes aux exigences des Articles 4.18 (conception) et 10.9.5 (exploitation et entretien) de la norme CSA Z662-19.

Au sein des Actifs de Sabrevois

Les actifs de Sabrevois seront intégrés dans le réseau TQM et soumis aux mêmes pratiques en matière de contrôle de la pression et de protection contre la surpression du réseau TQM.

Compte tenu de l'examen des sources de pression dans les zones situées sur le réseau TQM et sur les actifs de Sabrevois, les systèmes de contrôle de la pression et de protection contre la surpression en place sont conformes aux exigences du RPT et de la norme CSA Z662-19.

7.6 Conclusions de l'évaluation d'ingénierie des actifs de Sabrevois

À la lumière des représentations et des garanties d'Énergir énoncées dans le Contrat de vente, y compris le fait qu'il y a eu une exploitation prudente et rigoureuse des installations exempte de matériaux défectueux, des normes de conception de l'industrie respectées par le personnel d'Énergir, et d'un examen des caractéristiques, de construction, ainsi que des données opérationnelles et d'inspection de la conduite, TQM considère que dans son état actuel, les actifs de Sabrevois conviennent aux services requis.

Compte tenu des éléments précités et de l'évaluation effectuée par TQM des données disponibles sur l'intégrité de la conduite et sur les conditions d'exploitation actuelles, TQM a déterminé qu'elle peut gérer toutes les difficultés potentielles relatives à l'intégrité dans le cadre du PGI de TC Énergie.

Après la clôture, tous les tronçons de la conduite acquis seront gérés dans le cadre du PGI de TC Énergie et soumis à une évaluation annuelle des risques pour l'ensemble du réseau au cours de laquelle les risques sociaux et individuels seront évalués également menant à des décisions sur l'entretien et l'implantation de programmes de contrôle, de surveillance et de remise en état (voir section 10.1.2). Aucun changement dans les paramètres d'exploitation des actifs de Sabrevois à la suite de la clôture n'est prévu actuellement. TQM considère que les actifs de Sabrevois peuvent continuer à être opérés pour assurer les services conformément au PGI de TC Énergie.

8.0 PHYSICAL TRANSFER OF ASSETS

La présente section décrit les ententes opérationnelles associées au contrat de vente ainsi que les activités pré et post-clôture associées au transfert physique des actifs de Sabrevois.

TQM et Énergir entendent mener leurs propres activités préalables à la clôture requises pour effectuer le transfert de propriété.

8.1 Ententes opérationnelles et arrangements

TQM et Énergir ont convenu que les ententes opérationnelles seraient finalisées et exécutées avant la clôture. Les ententes opérationnelles suivantes sont intégrées au contrat de vente:

- Entente sur les mesures et la signalisation par des tiers
- Annexe – Travail intérimaire
- Entente de pression

8.1.1 Entente sur les mesures et la signalisation par des tiers

Aux limites des actifs de Sabrevois achetés, cinq postes de mesurage continueront d'être détenus et exploités par Énergir. Ces postes de mesurage deviendront des points de transfert de propriété. L'Entente sur les mesures et la signalisation par des tiers (voir l'annexe 1-1, Section H) assure que les installations d'Énergir sont conformes avec les normes de Mesures Canada et que toutes les données soient partagées adéquatement avec TQM.

8.1.2 Annexe – Travail intérimaire

L'Annexe – Travail intérimaire décrit les activités pré-clôture qui seront réalisées (se reporter à l'annexe 1-1, Section E). Il établit en outre les responsabilités du Comité de travail intérimaire, une équipe composée de représentants de TQM, d'Énergir et de TC Énergie chargée de gérer les efforts de planification et l'exécution des activités préalables à la clôture. Le contenu de cette annexe continuera d'être révisé par TQM et Énergir et mise à jour de temps à autre.

8.1.3 Entente de pression

L'Entente de pression (voir l'annexe 1-1, Section G) est une entente entre TCPL et Énergir, aux termes de laquelle TCPL confirme une pression de livraison minimale déclarée au poste de mesurage de Waterloo pour desservir la zone de livraison de l'Est (EDA).

8.2 Activités pré-clôture

Les activités détaillées prévues avant la clôture sont énoncées dans l'Annexe – Travail intérimaire. Les principales activités pré-clôture comprennent :

- Exécution de la vérification diligente relative aux terres et à l'intégrité des conduites (tuyauterie)
- Travaux d'intégrité manquants et excavations de confirmation
- Transfert de la documentation sur la conduite existante
- Exécution des ententes opérationnelles
- Acceptation des actifs de Sabrevois (transfert opérationnel)
- Migration des actifs de Sabrevois au centre de contrôle des opérations
- Préavis de 30 jours à l'ONE de la clôture prévue
- Clôture

Dans le cadre des activités préalables à la clôture, Énergir isolera deux latérales se raccordant actuellement à des stations de livraison, et qui font partie des actifs de Sabrevois, lesquels ne seront plus requises sur le réseau d'Énergir.¹ Également, dans le cadre des activités préalables à la clôture, Énergir retirera les installations d'odorisation de la station de livraison de Sabrevois. Les travaux de désodorisation et d'isolation seront réalisés aux frais d'Énergir et ne font pas partie de la présente Demande.

8.3 Activités post-clôture

Suivant la clôture de l'achat des actifs de Sabrevois, ces derniers seront détenus et opérés par TQM.

Pour appuyer l'intégration des actifs de Sabrevois à son réseau, TQM exercera les activités post-clôture suivantes :

- Remplacement des gares de lancement et de réception et des composantes connexes afin de respecter les normes et spécifications de TC Énergie
- Retrait des composantes de mesure redondantes à la Station de livraison de Sabrevois
- Modification de tout l'affichage sur les actifs de Sabrevois
- Autres activités associées à l'intégrité

¹ Les deux latérales qui seront isolés par Énergir dans le cadre des activités préalables à la clôture sont ceux de Saint-Alexandre et Sainte-Brigide-d'Iberville.

Les activités post-clôture continueront d'être définies au cours de la vérification diligente.

Les activités post-clôture seront entreprises après la délivrance du Certificat d'utilité publique (CUP) pour l'exploitation et l'opération des actifs de Sabrevois dans le réseau TQM et la satisfaction de toutes conditions applicables. Ces activités, y compris toutes modifications de la conduite, ne relèvent pas de la présente Demande et seront entreprises conformément aux autorisations réglementaires applicables.

9.0 COMPRESSION ET INTERCONNEXION

La présente section fournit des détails sur les installations de compression et d'interconnexion qui font partie du Projet. L'information est fondée sur une conception préliminaire et est appuyée par les résultats initiaux des Programmes de modélisation hydraulique et d'études sur le terrain. Des révisions et du raffinement sont anticipés au fur et à mesure que des données additionnelles sont colligées et examinées, et que l'ingénierie progresse par une conception plus détaillée.

9.1 SURVOL DES INSTALLATIONS

9.1.1 Station de compression de Bromont

Le Projet comprend l'installation de deux unités de compression et des systèmes associés à la station de compression de Bromont dans la MRC Brome-Mississiquoi :

- Une unité de compression alimentée par un moteur électrique de 7 MW (puissance utile selon la norme ISO)
- Une unité de compression alimentée par une turbine à gaz de 7 MW (puissance utile selon la norme ISO)

Pour consulter le plan d'aménagement préliminaire du site avec la localisation des unités de compression et de la tuyauterie d'interconnexion, se reporter au plan d'aménagement préliminaire du site à l'annexe 9-1. Pour de plus amples renseignements au sujet de l'empreinte de la station de compression, y compris l'espace de travail temporaire (ETT), se reporter à la section 11 : Questions associées aux terres.

Les compresseurs seront installés dans de nouveaux bâtiments insonorisés situés dans la cour entièrement clôturée de la station de compression. D'autres bâtiments préfabriqués amovibles, installés sur des structures souterraines comporteront les génératrices auxiliaires, les équipements électriques, y compris le transformateur permettant de se raccorder au fournisseur d'électricité, les équipements mécaniques, le circuit d'air comprimé, les équipements de distribution de gaz et le personnel de la station, au besoin. La tuyauterie d'aspiration, de refoulement et d'interconnexion y compris les vannes d'entrée et de sortie de la station, seront installées afin de raccorder la station de compression au réseau TQM existant (réseau principal d'East Hereford) et aux actifs de Sabrevois acquis.

Pour de plus amples renseignements sur les compresseurs proposés et sur la tuyauterie de raccordement associée qui seront installés, se reporter au tableau 9-1.

Tableau 9-1 : Détails des unités de la station de compression de Bromont proposée

Compresseur / tuyauterie d'interconnexion	Cadastre du Québec	Nouvelle puissance nominale totale (MW)	Date de début de la construction	Date d'entrée en service
Ensemble compresseur à moteur électrique	Lot 2 593 399	1 x 7,0	Juillet 2021	Novembre 2022
Ensemble compresseur à turbine à gaz		1 x 7,0		
Diamètre nominal du tuyau (NPS) de 16 x 7,10 mm d'épaisseur de paroi, Grade 414, CSA Z245.1, CAT II, -45°C NPS de 24 x 15,0 mm d'épaisseur de paroi, Grade 483, CSA Z245.1, CAT II, -45°C		s.o.		

9.1.2 Interconnexion de Saint-Basile

L'interconnexion de Saint-Basile proposée comprend l'installation de la tuyauterie d'interconnexion afin de raccorder le réseau principal d'East Hereford du réseau TQM (du robinet-vanne de sectionnement 4 de TQM) au poste de livraison de Saint-Basile d'Énergir proposée¹. Ce nouveau point de livraison desservira le réseau d'Énergir en Montérégie en redistribuant une partie des débits gaziers de la station de mesurage existante de TCPL à Saint-Mathieu de TCPL. Pour de plus amples renseignements sur l'interconnexion proposée, se reporter au tableau 9-2.

L'empreinte de l'interconnexion de Saint-Basile est contenue dans l'emprise existante de TQM et inclura une vanne et approximativement 20 m de conduite de NPS 12. Pour voir l'aménagement proposé, se reporter au plan d'aménagement préliminaire du site à l'annexe 9-2. Pour de plus amples renseignements au sujet de l'empreinte de la tuyauterie de l'interconnexion, y compris l'ETT, se reporter à la section 11 : Questions associées aux terres.

¹ Énergir tentera d'obtenir les autorisations réglementaires provinciales nécessaires pour construire et exploiter le poste de livraison de Saint-Basile dans le cadre du Programme de renforcement de TQM, parallèlement à la présente Demande visant le Projet.

Tableau 9-2 : Détails de la tuyauterie de l'interconnexion de Saint-Basile proposée

Tuyauterie de l'interconnexion	Cadastre du Québec	Date de début de la construction	Date d'entrée en service
NPS de 12 x 12,7 mm d'épaisseur de paroi, ASTM A333 sans soudure de grade 6 ou CSA Z245.1, Grade 359, sans soudure ou soudé par résistance électrique (SPE)	Lot 3 076 120	Juillet 2021	Novembre 2022

9.2 COMPOSANTES DU PROJET

9.2.1 Station de compression de Bromont

Suivant la conception préliminaire, la station de compression proposée comprendra les principaux systèmes et éléments suivants, sous réserve de changements une fois l'ingénierie détaillée complétée :

- un aéro-refroidisseur pour refroidir le gaz compressé
- deux bâtiments de compresseur en acier , chacun conçu avec de l'équipement atténuant le bruit et de dimension suffisante pour héberger l'unité de compression alimenté par un moteur électrique ou l'unité de compression alimenté par une turbine à gaz
- un bâtiment d'électricité et de contrôle préfabriqué amovible qui inclus le centre de commande des moteurs (CCM), le panneau de commande de la station et l'unité d'alimentation sans coupure
- un bâtiment préfabriqué amovible comportant l'entraînement à fréquence variable (EFV) et le transformateur requis pour l'opération de l'unité de compression alimenté par un moteur électrique
- un transformateur électrique alimentant la station en électricité provenant du fournisseur (lequel sera validé pendant la conception détaillée)
- les refroidisseurs d'EFV pour le refroidir les EFV pendant leur opération
- un bâtiment mécanique préfabriqué amovible pour héberger les compresseurs d'air, les dessiccateurs d'air, le réservoir d'air, le système de chauffage au glycol (c.-à-d. chaudières, pompes et réservoir d'expansion) et la tuyauterie d'interconnexion correspondante
- un bâtiment pour le personnel préfabriqué amovible qui servira à héberger le système de télésurveillance et d'acquisition de données et fournira de l'espace de bureau, au besoin
- un bâtiment préfabriqué amovible pour héberger l'unité de production d'électricité auxiliaire

- un bâtiment pour le gaz de service préfabriqué amovible
- un bâtiment chauffé pour entreposer les pièces de rechange et l'équipement, au besoin
- la tuyauterie d'aspiration et de refoulement et les vannes d'isolation connexes pour raccorder la station de compression de Bromont au réseau principal d'East Hereford de TQM et les actifs de Sabrevois.

9.2.2 Interconnexion de Saint-Basile

Suivant la conception préliminaire, la tuyauterie d'interconnexion proposée comprendra les principaux systèmes et éléments suivants, sous réserve de changements une fois l'ingénierie détaillée complétée :

- la tuyauterie de l'interconnexion de la vanne d'isolation du réseau principal d'East Hereford de TQM au point de raccordement d'Énergir (la station de livraison d'Énergir proposée)
- deux vannes d'isolation avec clapet de non-retour servant à isoler le débit du réseau principal d'East Hereford à la station de livraison de Saint-Basile d'Énergir

9.3 STATION DE COMPRESSION DE BROMONT

9.3.1 Emplacement des installations

TQM a établi l'emplacement de la station de compression proposée en fonction de son évaluation des exigences du système, de l'ingénierie, de considérations environnementales et de la consultation des propriétaires fonciers et des parties intéressées.

Pour de plus amples renseignements sur l'emplacement des installations résultant de cette évaluation, se reporter au tableau 9-3. Pour voir une carte d'accès et un plan d'arpentage, se reporter à l'appendice 9-3.

Tableau 9-3 : Emplacement de la Station de compression de Bromont

Composante	Cadastre du Québec	MRC
Station de compression de Bromont	Lot 1 141 946 Lot 1 141 945	Brome-Mississquoi

L'aménagement des installations continuera d'être raffiné par des programmes de conception détaillée, d'études géotechniques, d'évaluations environnementales et de consultation continue.

9.3.2 Conception de la tuyauterie

Pour de plus amples renseignements sur les matériaux de tuyauterie pour la station de compression proposée et les raccords, se reporter au tableau 9-4.

La tuyauterie auxiliaire et de distribution de gaz sera spécifiée conformément aux spécifications sur les matériaux de TC Énergie.

9.3.3 Revêtement de la tuyauterie

Le revêtement de la tuyauterie de la station de compression et de l'interconnexion sera conforme aux spécifications de TC Énergie énumérées au tableau 9-4. Le revêtement principal de la tuyauterie souterraine sera un revêtement d'époxy liquide ou un revêtement en époxy de thermofusible. Un revêtement sera appliqué aux soudures circulaires sur le terrain et elles y seront protégées à l'aide d'un revêtement à l'époxy. Les assemblages de tuyauterie souterraine seront protégés à l'aide d'un revêtement à l'époxy liquide adéquat. La tuyauterie hors-sol recevra un apprêt, sera peinte et insonorisée.

Tableau 9-4 : Station de compression de Bromont – Matériaux de la tuyauterie

Tuyauterie de la station de compression					Tuyauterie de raccordement	
Diamètre extérieur	NPS 24	NPS 20	NPS 16	NPS 12	NPS 24	NPS 16
Épaisseur de paroi	15,0 mm	15,9 mm	14,3 mm	17,5 mm	14,3 mm	7,1 mm
Longueur	Environ 698 m	Environ 19 m	Environ 116 m	Environ 35 m	Environ 32 m	Environ 34 m
Revêtement	Revêtement interne – s.o.					
	Revêtement externe – Conforme aux spécifications de TC Énergie TES-CO-EPU-GL, TES-CO-FBE-GL, ou TES-CO-PAINT-GL.					
Matériau et Grade	Grade 483, CSA Z245.1, CAT II, -45°C,	Grade 414, CSA Z245.1, CAT II, -45°C,	Grade 414, CSA Z245.1, CAT II, -45°C,	Grade 241, CSA Z245.1, CAT II, -45°C,	Grade 483, CSA Z245.1, CAT II, -45°C,	Grade 414, CSA Z245.1, CAT II, -45°C,
Grades des matériaux utilisés dans les vannes, les coudes et la tuyauterie d'assemblage	Les matériaux des vannes, des coudes et de la tuyauterie d'assemblage seront sélectionnés conformément aux spécifications TES-MATL-MD1.1 de TC Énergie. ¹					
Note:						
1. Toutes les valeurs, y compris le diamètre extérieur, la longueur, le grade, le revêtement et l'épaisseur de paroi, sont fondées sur la conception préliminaire et pourraient être modifiées. Tous les matériaux seront conformes à la norme CSA Z662-19 conformément aux spécifications TES-MATL-MD1 de TC Énergie.						

9.3.4 Débit et pression à l'entrée de la station

Pour consulter les estimés préliminaires des débits minimums et maximums de la station ainsi que la pression maximum de la station, se reporter au tableau 9-5.

Tableau 9-5 : Débit et pressions maximums de la Station de compression de Bromont et de l'interconnexion

Composante	Débit minimum (10 ³ m ³ /j)	Débit maximum (10 ³ m ³ /j)	Pression maximale d'exploitation (kPa)
Station de compression de Bromont et systèmes connexes	3 847	9 164	9 930

9.3.5 Contrôle de la pression et protection contre la surpression

Le contrôle de la pression se fait par le Centre de contrôle des opérations (CCO) de TC Énergie. Le CCO fonctionne 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7 et surveille et contrôle la pression de la conduite en temps réel grâce au système SCADA de télésurveillance et d'acquisition de données. La pression des réseaux est surveillée et analysée de manière proactive pour définir des tendances par les agents du Centre de contrôle afin de veiller à l'efficacité opérationnelle et à la protection contre la surpression.

En cas de surpression, les stations de compression seront protégées par les mesures de protection contre la surpression (PCS) suivantes :

- La vanne de recirculation (anti-pompée) de chaque unité sera raccordée en aval de la vanne de sortie de l'unité de compresseur et en amont du clapet de non-retour de sortie de l'unité. La vanne de recirculation augmentera le débit dans le compresseur au besoin pour que le point d'opération demeure loin du phénomène de pompage en augmentant la recirculation du gaz et en réduisant la pression du compresseur.
- L'équipement de la station fourni par le fournisseur surveillera le débit réel à l'entrée et la pression différentielle dans l'unité de compression à l'aide d'un transmetteur de pression différentielle et utilise des algorithmes pour détecter et éviter le phénomène de pompage.
- La pression de la station sera contrôlée en augmentant ou en diminuant la vitesse du compresseur. La pression d'aspiration et de refoulement de la station sera surveillée à l'aide de transmetteurs de pression. Les points de consignes de pressions de la station sont fixés par le CCO de TC Énergie.
- Un dispositif de relâche de la pression autonome et indépendant offrira le dernier niveau de protection contre la surpression de la station.

- Une vanne de contrôle de la pression protégeant la Conduite Sabrevois à PME plus basse en cas de décharge uniquement dans cette conduite ou en conjonction avec le tuyau à PME plus élevée.

TQM vérifiera que la conception du système de PCS contienne ce qui suit :

- Les dessins des calculs de PCS, y compris un processus et un diagramme d'instrument ou des dessins conformes à l'exécution.
- Des programmes de maintenance planifiée pour les dispositifs et systèmes de PCS, y compris la fréquence et le type de maintenance.
- La philosophie d'opération détaillant tous les scénarios d'urgence raisonnables pouvant s'appliquer au système de PCS, comme une panne d'alimentation ou la défaillance d'une vanne (c.-à-d. que TQM veillera à ce que les systèmes de contrôle de la pression et le système de PCS fonctionnent indépendamment, de sorte que la défaillance d'un système ne fait pas en sorte que les autres systèmes ne fonctionnent plus).
- Les dossiers de calibration et de maintenance du dispositif de PCS.

Relativement à la vérification et à la surveillance du PCS, TQM veille à ce que les programmes de maintenance et leur fréquence respectent la norme Z662-19.

Le système de PCS fonctionnera automatiquement et de manière continue sans intervention manuelle.

9.3.6 Schéma de la station de compression de Bromont

Chaque unité de compression aura son propre bâtiment de compression, une structure autonome en acier à cadre rigide, soutenue par des poutres et pieux de béton armé renforcé, assortie de murs et d'un toit insonorisé et de systèmes de détection d'incendie et de fuites de gaz. On prévoit que les bâtiments auxiliaires préfabriqués amovibles seront soutenus par des pieux d'acier. Les bâtiments comporteront de l'équipement de chauffage et de ventilation.

Le dispositif de relâche de pression de sortie de la station sera installé en amont de la vanne d'isolation de sortie et sera d'une taille adéquate pour le débit maximum de la pression de calcul de la station, et la fonction de décompression sera fixée à la pression de calcul de la station. Le diagramme préliminaire du procédé d'écoulement et le plan d'aménagement préliminaire du site de la station de compression et des unités additionnelles sont fournis comme suit :

- Annexe 9-1 : Plan d'aménagement préliminaire du site de la station de compression de Bromont
- Annexe 9-4 : Diagramme du procédé d'écoulement de la station de compression de Bromont

9.3.7 Chaudière et réservoirs sous pression

La conception de la station de compression prévoit l'installation de la chaudière et des réservoirs sous pression suivants :

- le système de gaz carburant e comprendra de nouveaux séparateurs de gaz combustible et un nouveau filtre à gaz combustible coalescent
- le système de gaz de service comprendra un nouveau réservoir d'odorisant et de nouveaux réchauffeurs de gaz
- les nouveaux réservoirs sous pression énumérés précédemment seront construits conformément aux spécifications TES-ME-PV1-GLE de TC Énergie visant les réservoirs sous pression
- le système de chauffage au glycol comprendra des chaudières au gaz naturel

9.3.8 Épurateur du côté aspiration de la station

L'épurateur du côté aspiration des systèmes de gaz à haute pression sera de type tourbillon ou centrifuge conçu pour gérer le débit maximum selon les calculs. Les épurateurs seront dotés d'un contrôle automatique du liquide permettant au liquide accumulé de s'écouler dans un réservoir de stockage hors du sol.

9.3.9 Système d'arrêt d'urgence

Un bouton d'arrêt d'urgence sera installé à toutes les portes de sortie dans le bâtiment du compresseur et près de l'épurateur. Des boutons d'arrêt d'urgence seront ajoutés au périmètre à toutes les barrières de sortie de la clôture et reliés au bouton d'arrêt d'urgence de la clôture. Le bouton d'arrêt d'urgence du site au panneau de commande du bâtiment d'électricité ou de contrôle activera l'arrêt d'urgence de la station. La détection d'incendie ou de fuite de gaz du bâtiment de compression activera également l'arrêt d'urgence de la station. Le système d'arrêt d'urgence peut donc être activé de plusieurs emplacements de la station de compression et à chaque point de sortie de la station.

Le système d'arrêt d'urgence activera les fonctions câblées suivantes pendant l'arrêt d'urgence d'une station :

- La station sera isolée du réseau par la fermeture des deux vannes d'aspiration de la station et des deux vannes de refoulement de la station, Par la suite, la vanne de dépressurisation sera ouverte pour évacuer le gaz de la tuyauterie de la station.
- L'unité de c compression en fonction sera arrêtée immédiatement et dépressurisée par l'intermédiaire de la tuyauterie de la station. L'unité sera dotée d'un système de contrôle permettant divers types d'arrêts en fonction de divers événements ou scénarios (p. ex. un niveau d'arrêt causera l'arrêt complet de l'unité dès que possible tout en maintenant les systèmes auxiliaires, comme le système de lubrification).

Les vannes et la tuyauterie de dépressurisation seront installées à un emplacement permettant la décharge du gaz à une distance sécuritaire des bâtiments de compression, de l'équipement auxiliaire et de la zone environnante.

Le système d'arrêt d'urgence sera en mesure d'isoler la station de compression du réseau et dépressuriser la station de compression.

Le système d'arrêt d'urgence sera alimenté par un système d'alimentation sans interruption (ASI), mais il comportera une fonction de sûreté en cas de défaillance, de sorte qu'il sera isolé en cas de panne et qu'il dépressuriser les installations pour en assurer la sécurité.

La conception du système d'arrêt d'urgence sera finalisée pendant l'ingénierie détaillée.

9.3.10 Éléments et installations de contrôle de la corrosion

La tuyauterie et les installations de la station de compression disposeront de systèmes de protection cathodique (PC). Ces systèmes seront dotés d'anodes de mise à la terre judicieusement situées et de taille adéquate et de sources d'alimentation (c.-à-d. des redresseurs et des générateurs thermoélectriques), comme déterminé par la conception détaillée. Les systèmes de PC seront conçus en conjonction avec les réseaux gaziers en amont et en aval. De plus, des anodes sacrificielles pourraient être utilisées à certains endroits.

9.3.11 Type et source d'alimentation

Le type et la source d'alimentation des unités comprennent ce qui suit :

- un transformateur électrique alimentant la station en électricité provenant du fournisseur (lequel sera validé pendant la conception détaillée)
- une génératrice auxiliaire située dans un nouveau bâtiment préfabriqué amovible
- un système d'alimentation sans coupure de courant continu de 24 volts et de 120 volts situé dans le bâtiment d'électricité préfabriqué mobile
- un système d'alimentation sans coupure de courant alternatif de 120 volts situé dans le bâtiment d'électricité préfabriqué mobile
- un système d'alimentation sans coupure de courant alternatif de 600 volts situé dans le bâtiment d'électricité ou de contrôle
- l'appareillage de commutation du courant alternatif à trois phases, du CCM et de la distribution
- le câblage électrique, de contrôle et de communication, le panneau d'éclairage et la mise à la terre

9.3.12 Communications

La station de compression communiquera l'information de télémétrie au CCO de TC Énergie par système cellulaire sans fil ou satellite. Les données portent notamment sur la qualité du gaz, la température et la pression.

9.3.13 Plan d'accès

Une nouvelle route d'accès sera requise pour la station de compression. Se référer l'annexe 9-3 pour voir la carte d'accès et le plan d'arpentage de la station de compression de Bromont. Se référer à la section 11.2.1 pour de plus amples renseignements sur les exigences relatives aux terres.

9.4 INTERCONNEXION DE SAINT-BASILE

9.4.1 Emplacement de l'interconnexion

L'emplacement de l'interconnexion de Saint-Basile proposée a été établi en fonction de l'emplacement choisi par Énergir pour son nouveau poste de livraison de Saint-Basile proposé et est fondé sur l'évaluation des besoins du réseau, l'ingénierie, des considérations environnementales et sur la consultation avec les propriétaires fonciers et les parties prenantes.

Pour de plus amples renseignements sur l'emplacement de la tuyauterie de l'interconnexion à la suite de cette évaluation, se reporter au tableau 9-6.

Tableau 9-6 : Emplacement de l'interconnexion de Saint-Basile

Composante	Cadastre du Québec	MRC
Tuyauterie de l'interconnexion de Saint-Basile	Lot 3 076 120	Vallée-du-Richelieu

L'aménagement des installations continuera d'être raffiné par la conception détaillée, des études géotechniques, des évaluations environnementales et des programmes de consultation continue.

9.4.2 Conception de la tuyauterie

Pour de plus amples renseignements sur les matériaux de tuyauterie pour l'interconnexion, se reporter au tableau 9-7.

9.4.3 Revêtement de la tuyauterie

Le revêtement de la tuyauterie de l'interconnexion de Saint-Basile sera conforme aux spécifications de TC Énergie énumérées au tableau 9-10. Le revêtement principal pour la surface extérieure du tuyau souterrain sera un revêtement d'époxy liquide ou un revêtement d'époxyde thermofusible. Un revêtement sera appliqué aux soudures

circulaires sur le terrain et elles y seront protégées à l'aide d'un revêtement à l'époxy. La tuyauterie d'assemblage souterraine sera protégée à l'aide d'un revêtement à l'époxy liquide adéquat. La tuyauterie au-dessus du sol recevra un apprêt et sera peinte.

Tableau 9-7 : Matériaux de la tuyauterie de l'interconnexion de Saint-Basile

Tuyauterie de l'interconnexion de Saint-Basile	
Diamètre extérieur	NPS 12
Épaisseur de paroi	12,7 mm
Longueur	Environ 20 m
Revêtement	Revêtement interne – s.o.
	Revêtement externe – Conforme aux spécifications de TC Énergie TES-CO-EPU-GL, TES-CO-FBE-GL, or TES-CO-PAINT-GL.
Matériau et nuance	ASTM A333 sans soudure de grade 6 ou CSA Z245.1, nuance 241 ou 359
Grades des matériaux utilisés dans les vannes, les coudes et la tuyauterie d'assemblage	Les matériaux des vannes, des coudes et de la tuyauterie d'assemblage seront sélectionnés conformément aux spécifications TES-MATL-MD1 de TC Énergie ¹ .
<p>Note:</p> <p>1. Toutes les valeurs, y compris le diamètre extérieur, la longueur, le grade, le revêtement et l'épaisseur de paroi, sont fondées sur des calculs provisoires et pourraient être modifiées. Tous les matériaux seront conformes à la norme CSA Z662-19 conformément aux spécifications TES-MATL-MD1 de TC Énergie.</p>	

9.4.4 Débits et pressions à l'entrée de l'interconnexion

Pour consulter les estimés préliminaires de débit minimum et maximum de l'interconnexion ainsi que la pression maximum, se reporter au tableau 9-8.

Tableau 9-8 : Débits et pressions maximums de l'interconnexion de Saint-Basile

Composante	Débit minimum (10 ³ m ³ /j)	Débit maximum (10 ³ m ³ /j)	Pression maximale d'exploitation (kPa)
Interconnexion de Saint-Basile	4 800	7 200	9 930

9.4.5 Contrôle de la pression et protection contre la surpression

Toutes les composantes de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile auront une PME certifiée de 9 930 kPa. Le caractère adéquat et efficient des systèmes de contrôle de la pression (CP) et de protection contre la surpression (PCS), nouveaux ou existants, a été évalué, et ils répondent aux exigences de la norme CSA Z662-19 et du RPT.

Les systèmes de CP et de PCS des installations de TQM répondent à la norme CSA Z662-19 et aux normes de conception du RPT et à la philosophie de conception, d'exploitation et de maintenance pour ce qui est de l'inspection, de l'évaluation et des tests. Des procédures sont mises en place pour maintenir les conditions d'exploitation de toutes les installations et pour les opérer à la bonne pression. De plus, les systèmes de contrôle de la pression et de protection contre la surpression fonctionnent indépendamment l'un de l'autre et de façon continue et automatique. Le CCO de TC Énergie fonctionne 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7. Il surveille et contrôle en temps réel la pression de la conduite à l'aide d'un système de télésurveillance et d'acquisition de données (SCADA). La pression est surveillée et analysée de manière proactive pour définir des tendances par les agents du Centre de contrôle afin de veiller à l'efficacité opérationnelle et à la PCS.

La méthode de contrôle de la surpression du gaz de TC Énergie² sera utilisée pour l'exploitation du Projet. Elle décrit les mesures que le CCO de TC Énergie mettra en œuvre en cas de surpression ou de menace de surpression de la conduite. Elle décrit également les mesures à prendre pour contrôler la pression d'exploitation de la conduite ou la réduire sous la PME en cas de condition d'exploitation anormale.

Les sources de pression ayant une incidence sur le Projet sont :

- Réseau principal d'East Hereford de TQM : PME certifiée de 9 930 kPa. Le Projet ne causera pas de surpression sur ce système.
- Conduite Sabrevois : PME certifiée de 7 070 kPa. Le Projet se raccorde à une vanne de contrôle de la pression protégeant la Conduite Sabrevois à PME plus basse en cas de décharge uniquement dans cette conduite ou en conjonction avec le tuyau à PME plus élevée. Par conséquent, le Projet ne causera pas de surpression sur ce système.

9.4.6 Schéma de l'interconnexion de Saint-Basile

Les vannes d'isolation existantes sont installées en amont du point de transfert de propriété du poste de livraison proposé d'Énergir à Saint-Basile et serviront au raccordement à la tuyauterie de l'interconnexion. Le diamètre de la tuyauterie de l'interconnexion sera adéquate pour un débit maximum à la pression de conception. Le diagramme préliminaire du procédé d'écoulement et le plan d'aménagement préliminaire du site pour l'interconnexion de Saint-Basile sont fournis comme suit :

- Annexe 9-2 : Plan d'aménagement préliminaire du site de l'interconnexion de Saint-Basile
- Annexe 9-5 : Diagramme du procédé d'écoulement de l'interconnexion de Saint-Basile

² SGED 003723302.

9.4.7 Éléments et installations de contrôle de la corrosion

La PC sera fournie par de nouvelles installations de TQM ou des installations existantes. Des bornes d'essai de la PC ou d'autres accessoires (comme des joints d'isolation monolithiques) seront aussi installés au besoin. Les bornes d'essai peuvent être situées à des croisements de conduites étrangères, à des croisements de routes, sur des clôtures, etc.

9.5 NORMES DE CONCEPTION TECHNIQUE

Les installations de la station de compression, la tuyauterie de l'interconnexion et la tuyauterie de l'interconnexion de Saint-Basile seront conçue, construites et exploitées conformément à la norme CSA Z662-19 et au RPT ainsi qu'à d'autres normes du secteur et aux spécifications de TC Énergie.

9.5.9 Normes de l'industrie

En plus de la norme CSA Z662-19, d'autres codes et normes du secteur seront utilisés pour la conception, la construction et l'exploitation des installations de la station de compression, de la tuyauterie de l'interconnexion et de l'interconnexion de Saint-Basile du Projet. Pour connaître la liste des principaux codes et normes qui s'appliquent au Projet, se reporter au tableau 9-9.

Tableau 9-9 : Normes de l'industrie pour les installations

Organisation	Titre de la norme
ONE	RPT
CSA	CSA Z245.1-18 Tuyau en acier
CSA	CSA Z245.11-17 Raccords en acier
CSA	CSA Z245.12-17 Brides en acier
CSA	CSA Z245.15-17 Vannes en acier
CSA	CSA B51-14 Code des chaudières, vaisseaux et tuyauterie sous pression.
CSA	CSA B149.1-15 Code d'installation du gaz naturel et du propane
CSA	C22.1-18 Code canadien de l'électricité Partie 1, Standards de sécurité des installations électriques
ASME	ASME B31.3-2018 Tuyauterie de procédé
ASME	Code des chaudières et vaisseaux sous pression, Vaisseaux sous pression Section VIII, Division 1, 2017
ASME	Code national du bâtiment du Canada (NBC 2015)
Note: Les normes de la CSA nommées dans ce tableau comprennent souvent d'autres normes de la CSA et des publications d'autres organisations (p. ex. ASME, ASTM, API, ISO, ONGC, NACE, SSPC et MSS).	

9.5.10 Spécifications et normes de TC Énergie

Pour consulter la liste actuelle des spécifications et normes de TC Énergie applicables, se reporter au tableau 9-10. La liste finale des spécifications et normes applicables évoluera au fil de la planification du Projet pendant la conception détaillée et lorsque des spécifications particulières seront ajoutées, mises à jour ou remplacées pour tenir compte des modifications législatives et réglementaires et des avancées technologiques.

Tableau 9-10 : Liste préliminaire des spécifications et normes de la société

Nom	Description	Numéro SGED
Matériel		
TES-MATL-MD1	Matériaux de tuyauterie pour les installations de conduites, de compression et de comptage	3764909
TES-MATL-COMP	Exigences visant les matériaux des spécifications sur les composantes d'équipement sous pression	8071725
TES-MA-SAWPI-GL	Spécifications visant les tuyaux soudés à double arc sous flux en poudre	3776714
TES-MA-EWPI-GL	Spécifications visant les tuyaux soudés à l'électricité	3670788
TES-MA-FITG-GL	Spécifications visant les coudes en acier ordinaire soudage bout à bout	3671270
TES-MA-FLGEC-GL	Spécifications visant les brides en acier ordinaire soudage bout à bout	3671966
TES-MA-VALV-G	Spécifications visant les vannes en acier pour la distribution de gaz naturel	1001891682
TES-FITG-T01	Spécifications visant les coudes pour la tuyauterie d'instrumentation, les coudes de tuyauterie d'instrumentation et les matériaux des tubes	3697116
TES-FITG-EC1	Spécifications visant les extrémités	3779256
TES-FITG-CIF	Spécifications visant les coudes d'insertion profilés	4424021
TES-FITG-SAD	Spécifications visant les sellettes avec anneau de renforcement complet	3779258
TES-ORIF-OP1	Spécifications visant les plaques orifice	3769908
Soudage et END		
TES-WELD-STRU	Soudage d'acier de construction à l'arc avec électrode enrobée	3696371
TES-WELD-PL	Soudage de conduites et de raccords	3670960
TES-WL-AS-GL	Spécifications visant le soudage d'assemblages et de tuyauterie de station	3670962
TES-NDT-UT	Spécifications visant l'examen à l'ultrasons de soudures circulaires	1001829033
TES-NDT-RT	Examen de soudures par radiographie	3671368
TEP-ME-CLOS-GLE	Spécifications visant le soudage des extrémités	3670675
TES-DV23-0517	Inspection du soudage et des soudures de la tuyauterie	3784436
Revêtement		
TES-CO-FBE-GL	Spécifications visant le revêtement en époxyde thermofusible les tuyaux en acier	3670892
TES-CO-EPU-GL	Spécifications visant le revêtement liquide externe appliqué sur le terrain pour les tuyaux en acier	3671710
TES-CO-PAINT-GL	Systèmes de peinture des installations hors sol (côtières ou non)	3694704
Mécanique		
TEN-ME-HGCS-G	Normes de calcul de la tuyauterie à haute pression de station de compression (CAN-É.-U.-MEX)	1006335523
TEN-ME-OPPCS-G	Normes de PCS de station de compression (CAN-É.-U.-MEX)	1006158290
TEN-PRES	Normes pour les essais de pression	1001810598
TEP-PRES	Procédures d'essais de pressions visant la tuyauterie	1001810622
TES-PRES	Spécifications relatives aux essais relatifs à la conduite et aux stations	1001810638
TES-DV26-2906	Tubes et coudes	0006566
TES-ME-PV1-GLE	Spécifications visant les réservoirs sous pression	0006406
TES-ME-VOP-G	Spécifications relatives aux actuateurs hydrauliques et pneumatiques	3671784

Table 9-10 : Liste préliminaire des spécifications et normes de la société (suite)

Nom	Description	Numéro SGED
Civil		
TES-CI-CPILE-GLE	Spécifications visant les pieux de béton placés en trou de forage	000006460
TES-CI-CONC-GLE	Spécifications relatives au béton	000006466
TES-CI-CIDES-GLE	Spécifications de conception civile	8040016
TES-CI-STDES-GLE	Spécifications de conception des structures	8040018
TES-CI-FGEO-GLE	Spécifications relatives à l'étude géotechnique des installations	8040021
TES-CI-FSURV-GLE	Spécifications visant l'arpentage des installations	8040023
TES-CI-STEEL-GLE	Spécifications visant l'acier de construction et divers métaux	0006488
TES-CI-PRESB-GLE	Spécifications visant les bâtiments préfabriqués amovibles	3690601
TES-CI-EARTH-GLE	Spécifications visant le terrassement des installations	0006457
TES-CI-SPILE-GLE	Spécifications visant les pieux d'acier enfoncés	0006459
Protection cathodique		
TEN-CP-BUILD-GL	Normes de construction sur la prévention de la corrosion	1003439376
TEN-CP-DESGN-GL	Normes de calculs sur la prévention de la corrosion	1003455877

9.6 TYPE DE GAZ ET COMPOSITION

La composition du gaz naturel qui sera transporté par les installations du Projet répondra aux spécifications relatives à la qualité du gaz énoncées dans les tarifs de TQM. Le tableau 9-11 présente la composition du gaz qui devrait couler dans les installations du Projet.

Tableau 9-11 : Composition habituelle du gaz naturel

Composé chimique	Symbole	Pourcentage de la composition
Azote	N ₂	1,16
Hélium	He	0
Dioxyde de carbone	CO ₂	0,68
Méthane	C ₁	95,15
Éthane	C ₂	2,76
Propane	C ₃	0,18
Isobutane	C _{4I}	0,02
Butane normal	C _{4N}	0,03
Isopentane	C _{5I}	0,01
Pentane normal	C _{5N}	0,01
Hexane normal	C _{6N}	0,00
Heptane normal	C _{7N}	0,00
Octane normal	C _{8N}	0,00
Total		100,00

9.7 CONSTRUCTION DES INSTALLATIONS

La présente sous-section présente un survol des plans pour construction de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile ainsi que des renseignements sur la main-d'œuvre et le calendrier et la séquence de la construction. L'information présentée dans cette sous-section est fondée sur une planification préliminaire. Les plans pour construction seront développés davantage durant la conception détaillée et prendra en considération les commentaires des entrepreneurs en construction choisis.

9.7.1 Stratégie de construction et contrats

TQM évalue actuellement ses stratégies contractuelles. La planification de la construction comprend la sélection de(s) l'entrepreneur(s) général pour la portée des travaux, y compris le nettoyage du terrain, la mise en forme grossière, la fabrication et la construction principale de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile.

9.7.2 Procédures de construction et exécution

TCPL emploiera des méthodes de construction conventionnelles et les meilleures pratiques d'affaires de l'industrie lors de la construction de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile.

Les activités de construction comprennent généralement :

- l'installation et l'utilisation de roulottes pour l'espace de travail temporaire
- l'arpentage
- la préparation du site, y compris le nettoyage lorsque cela est nécessaire
- l'excavation et le nivellement
- l'installation des structures souterraines
- l'installation des fondations
- l'installation des bâtiments et unités de compression
- l'installation des génératrices
- l'installation des bâtiments et de l'équipement auxiliaires
- les tests visant la tuyauterie et la pression
- les travaux électriques
- l'installation du système d'instrumentation
- l'installation des contrôles
- la mise en service

- Revue de sécurité avant l'entrée en service
- le nettoyage final du site

La construction se fera conformément aux spécifications de TC Énergie, aux normes et au PPE élaboré pour le Projet, inclus dans le cadre de l'EESE du Projet.

9.7.3 Sécurité de la construction

Pendant la construction, l'entrepreneur général aura la responsabilité globale en matière de santé et sécurité sur le chantier. TCPL élaborera et mettra en œuvre un ou des plans spécifiques au Projet de gestion de la sécurité (PGS) visant la construction. Les normes en matière de santé et sécurité au travail à l'intention des entrepreneurs principaux ou généraux et le *Code de sécurité pour les travaux de construction* (CSTC) du Québec décrivent les principales exigences en matière de sécurité que doivent utiliser les entrepreneurs principaux lorsqu'ils élaborent leur Plan de sécurité propre à un projet (PSPP) afin d'assurer qu'un engagement de collaboration sur la sécurité du Projet est accompli.

TCPL examinera le PSPP de chaque entrepreneur principal avant la construction pour veiller au respect des exigences de TC Énergie et du PGS et des exigences réglementaires. Les entrepreneurs principaux prépareront également un plan de sécurité et un Plan d'intervention d'urgence (PIU) spécifiques à la portée des travaux pour lesquels ils ont été embauchés. TCPL les examinera avant le début de la construction de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile. Le contenu pertinent du PGS, du PSC et du PIU sera ajouté aux guides sur le chantier, dont des exemplaires se trouveront sur le site pendant la durée de la construction.

Des gestionnaires de travaux de construction qualifiés seront nommés pour satisfaire aux exigences du programme de sécurité de la construction, et ils auront l'autorisation de suspendre toute activité de construction si les travaux ne sont pas effectués d'une manière qui respecte le PGS et l'ensemble des politiques et normes en matière de sécurité applicables.

Lorsque cela est requis, les gestionnaires de travaux de construction s'occuperont d'obtenir tous les permis de travail sécuritaire. Tout le personnel de construction devra assister à une rencontre d'information sur la sécurité donnée par l'entrepreneur principal avant de commencer à travailler sur le chantier.

Les exigences en matière de sécurité comprendront une réunion quotidienne sur la sécurité (ou plusieurs réunions), animée et documentée par chaque entrepreneur principal, ainsi que l'utilisation des formulaires et procédures de déclaration d'incident, y compris les incidents dits de « passé proche » survenus. Lorsque cela est nécessaire, un formulaire de déclaration détaillée d'incident aux termes du RPT devra

aussi être rempli. TCPL mènera une inspection ou un audit des entrepreneurs principaux pour veiller à ce qu'ils respectent rigoureusement le contrat et le PGS.

Pour de plus amples renseignements sur la sécurité pendant les activités, se reporter à la section 10 : Systèmes de gestion et exploitation.

9.7.4 Inspection de la construction

La construction de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile sera supervisée et inspectée par des inspecteurs de construction qualifiés de TC Énergie pour veiller au respect du PGS, de l'ensemble de la législation, des normes et des codes applicables et des conditions données relativement aux autorisations réglementaires. Le personnel d'inspection se trouvera sur le site pendant toutes les phases de construction du Projet.

9.7.5 Calendrier de construction

La construction de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile devrait prendre environ 16 mois. Sous réserve de l'approbation de l'Office, elle devrait commencer en juillet 2021 et être terminée pour l'entrée en service, en novembre 2022.

9.7.6 Ressources pour la construction

La construction de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile nécessitera du personnel doté de diverses compétences, que ce soit des travailleurs débutants ou spécialisés et des superviseurs. Au plus fort de la construction, environ 200 ouvriers seront requis pour la station de compression de Bromont et environ 20 pour l'interconnexion de Saint-Basile.

9.7.7 Camps de construction et hébergement

On ne prévoit pas que la construction de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile nécessite des camps de construction temporaires. Il est prévu utiliser l'hébergement existant dans la MRC Brome-Missisquoi et la MRC La Haute-Yamaska.

9.7.8 Gestion de la qualité

Le personnel de TCPL fournira une surveillance technique pour les activités d'ingénierie et techniques et assurera également la coordination avec les entrepreneurs principaux et d'autres consultants de firmes d'ingénierie externes pour veiller au respect des spécifications techniques de TC Énergie.

Tous les articles achetés et les services offerts par contrat seront obtenus auprès de fournisseurs et d'entrepreneurs préapprouvés conformément aux procédures internes de gestion des fournisseurs et d'approbation de TC Énergie.

Pendant la construction, les entrepreneurs principaux de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile seront chargés de veiller à ce que les travaux soient effectués conformément aux documents contractuels, à la conception du Projet, aux normes applicables, aux spécifications et au plan de qualité spécifique au Projet. Les inspecteurs de TCPL surveilleront les activités, comme la mobilisation du site, l'excavation, l'installation des structures souterraines, le soudage, le remplissage et le nivellement, pour en assurer la conformité.

Les changements apportés à la conception durant la construction sont gérés conformément aux procédures de gestion des changements pertinentes et aux pratiques d'ingénierie standards de TC Énergie.

9.7.9 Programme d'assemblage

Tous les essais non destructif (END) et de soudage visant les soudures seront effectués conformément aux exigences de la norme CSA Z662-19, du RPT et des procédures et spécifications en matière de soudage énumérées au tableau 9-10.

Les entrepreneurs principaux de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile effectueront le soudage conformément à leurs propres procédures, approuvées par le personnel de TCPL avant le début de tous travaux à chaud. La fabrication et l'assemblage des tronçons de tuyaux soudés auront lieu dans l'atelier de fabrication de l'entrepreneur et les dernières soudures d'assemblage se feront sur le chantier. TCPL embauchera une tierce partie indépendante pour effectuer l'END de toutes les soudures requises pour le Projet.

9.7.10 Essais non destructifs

Pour l'ensemble de la tuyauterie de gaz à haute pression conforme à la norme CSA Z662-19, TQM utilisera une couverture de 100 % d'END. Pour tous les autres réseaux de tuyauterie, TQM sélectionnera les matériaux et les joints en respectant la norme ASME B31.3-2018 : *Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping*, conformément au sous-alinéa 4.14.2.11 et aux alinéas 5.1.1, 7.2.4 et 8.1.7 de la norme CSA Z662-19. TQM veillera à ce que les joints soient examinés conformément à l'alinéa 7.10.3 de la norme CSA Z662-19.

Les END visant la tuyauterie des installations sera effectué conformément aux spécifications TES-WL-AS-GL et TES-NDT-RT de TC Énergie et, le cas échéant, aux spécifications TES-NDT-UT. Toutes les soudures de joints bout à bout feront l'objet d'une inspection visuelle et seront testées par radiographie ou par ultrasons sur toute leur circonférence. Toutes les soudures d'angle seront inspectées sur la totalité de leur circonférence par particules magnétiques, dans le cas des soudures non magnétiques, par ressuage. Dans le cas des réseaux de tuyauterie à plus faibles risques, TQM propose d'effectuer un END sur 15 % des soudures produites dans une journée pendant la construction. Cette mesure est conforme à l'alinéa 7.2.5 de la

norme CSA Z662-19 et ne compromet pas la sécurité du public ou du personnel de la société, ni n'a d'incidence sur la politique de la société de veiller à ce que toute la tuyauterie ait fait l'objet de tests de pression avant son entrée en service.

TQM effectuera un essai de pression hydrostatique sur toutes les composantes de gaz naturel à haute pression des installations (y compris la tuyauterie du site) conformément aux exigences de l'article 8 de la norme CSA Z662-19 avant leur entrée en service.

Pour connaître les systèmes auxiliaires visés par la couverture à 15 % d'END, se reporter au tableau 9-12. Ces réseaux fonctionnent à faible pression et sont généralement instrumentés pour permettre de fermer le réseau et de limiter toute fuite en cas d'incident.

Tableau 9-12 : Spécifications, pression de conception et couverture d'END

Système de tuyauterie	Spécifications de TC Énergie	Code de calcul	Pression de conception (kPa)	Couverture d'END ¹ (%)
Air d'instrumentation	TES-MATL-MD1, tableau 12	ASME B31.3	1 035	15 ²
Chauffage au glycol ou à l'eau	TES-MATL-MD1, tableau 11	ASME B31.3	414	15
Eau potable	TES-MATL-MD1, tableau 10	ASME B31.3	550	15
Huile de graissage	TES-MATL-MD1, tableau 7	ASME B31.3	1 500	15
Événements	TES-MATL-MD1, tableau 5	s.o.	s.o.	15
<p>Note:</p> <ol style="list-style-type: none"> Se reporter aux spécifications de TC Énergie au sujet des tests de l'END. Le cas échéant. Habituellement, les systèmes d'air d'instrumentation sont filetés. Cependant, si une soudure est nécessaire sur le système d'air d'instrumentation, elle sera visée par la couverture à 15 % de l'END. 				

9.7.11 Exemption d'autorisation de mise en service : Assemblages de raccordement

La construction de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile exigera l'installation de raccords aux réseaux principaux existants. Lorsque la conception sera suffisamment avancée pour chaque raccordement, TQM prévoit demander une exemption des exigences de l'alinéa 30(1)b) et du paragraphe 47(1) de la *Loi sur l'ONE* pour obtenir l'autorisation de mise en service pour certains raccords, y compris celui de la tuyauterie du système auxiliaire.

Dans la présente Demande, TQM a demandé à l'Office d'accorder l'autorisation de mise en service pour les actifs de Sabrevois conformément à l'article 47 de sorte à ce qu'ils demeurent en service jusqu'à la clôture. TQM déposera une demande d'autorisation de mise en service auprès de l'Office pour la station de compression de Bromont et l'interconnexion de Saint-Basile avant leur mise en service.

9.7.12 Mise en service

Une fois que la validation de l'intégrité aura été complétée avec succès, la station de compression de Bromont et l'interconnexion de Saint-Basile seront préparées en vue de leur mise en service et de leur démarrage. La mise en service sera effectuée par le personnel qualifié de TCPL et / ou par des tierces parties fournisseurs de services.

9.7.13 Intervention d'urgence

Les entrepreneurs principaux prépareront un PIU qui sera revu par TCPL et mis en œuvre en cas d'urgence pendant la construction.

Pour de plus amples renseignements aux cours des opérations, se reporter à la section 10.1.1 : Programme de gestion des urgences.

10.0 SYSTÈMES DE GESTION OPÉRATIONNELLE

La présente section fournit une description des processus, procédures et systèmes permettant d'assurer l'opération sûre, fiable et efficace du Projet. Suivant la clôture, l'exploitation des actifs de Sabrevois sera transférée vers les processus, procédures et systèmes au sein du réseau TQM. De même, ces processus, procédures et systèmes régiront l'opération de la Station de compression de Bromont et de l'Interconnexion de Saint-Basile. TCPL exploite le réseau TQM conformément à une entente opérationnelle conclue entre TCPL et TQM, et applique les politiques corporatives de TC Énergie dans l'opération de ce réseau; qui sont communes à l'opération et l'exploitation par TCPL de ses autres gazoducs assujettis à la réglementation fédérale.

10.1 SYSTÈMES ET PROGRAMMES DE GESTION

Le Système de gestion opérationnelle (SGOT) de TC Énergie s'applique à l'ensemble des actifs opérés par TCPL. Le SGOT s'appliquera tout au long du cycle de vie (conception, construction, exploitation, désaffectation ou abandon) du Projet afin d'assurer l'intégrité physique du Projet, la sûreté et la sécurité de la population et du personnel de TCPL et à la protection de l'environnement et des biens. Le SGOT est un ensemble structuré d'exigences et de processus destinés à gérer les risques, à établir des buts, des objectifs et des cibles pour l'amélioration de la performance, et à assurer une amélioration continue par l'entremise d'activités de révision de l'assurance et de la gestion. Les exigences réglementaires et les meilleures pratiques de l'industrie sont intégrées par l'entremise de chaque élément du SGOT et des programmes, qui comprennent ceux identifiés dans le RPT. Ces programmes, qui soutiennent les unités d'affaires, structurent les exigences alignées sur les éléments du SGOT. Ces unités d'affaires, qui élaborent et exécutent les projets, implantent les exigences du SGOT et des programmes.

Suivant la clôture, le Projet sera transféré vers le SGOT et ses programmes qui s'appliquent aux opérations du réseau TQM.

10.1.1 Programme de gestion des urgences

TQM confirme que la gestion des urgences pendant la phase de construction du Projet sera régie par les plans d'intervention en cas d'urgence (PIU) et, pendant la phase d'exploitation, par le Manuel du programme de gestion des urgences de TC Énergie et les procédures opérationnelles associées. Dans le cadre des activités de consultation pour le Projet, TQM fournit de l'information relative à la prévention des urgences et aux interventions en cas d'urgence aux parties prenantes et aux propriétaires fonciers. Le Manuel du programme organisationnel de gestion des urgences de TC Énergie est actuellement affiché et disponible sur le site Web de l'entreprise, conformément à l'Ordonnance AO-001-MO-006-2016 de l'ONE. En cas d'urgence opérationnelle, le système de gestion des urgences de TC Énergie serait activé. Les employés et les entrepreneurs reçoivent une formation sur les urgences et donc, en cas d'incident, ils

collaboreront étroitement avec les propriétaires et les personnes ou groupes touchés, ainsi qu'avec les autorités et les premiers répondants en vue de gérer efficacement l'incident.

10.1.2 Programme de gestion de l'intégrité

TQM implantera le PGI de TC Énergie pour surveiller et assurer l'intégrité du Projet. Le PGI utilisent des techniques avancées d'inspection et de mitigation appliquée dans le cadre d'une méthodologie complète basée sur les risques. L'étude des risques est utilisée pour identifier les menaces d'intégrité potentielles et pour initier les activités d'inspection et de mitigation, alors que les résultats des inspections avancées en lien avec des menaces connues ou présumées servent à développer des activités spécifiques de maintien de l'intégrité. La mise en œuvre du PGI des conduites sera utilisée pendant la phase d'exploitation des composantes de la conduite du Projet en vue :

- De réduire les effets nocifs potentiels sur l'environnement
- De protéger les conduites et les installations
- De maintenir la fiabilité
- De garantir la sécurité de la population et du personnel affecté au Projet

Des programmes d'entretien préventif seront intégrés lors de la conception et de l'opération des composantes de conduite du Projet, dont :

- Des patrouilles aériennes
- Des inspections internes
- Une surveillance de la protection cathodique
- Des marqueurs de la conduite aux croisements des routes et des franchissements de cours d'eau

Le PGI des installations offre une approche systématique pour s'assurer que les barrières appropriées sont en place pour gérer les risques associés à l'intégrité de l'équipement lié au processus de sécurité. La mise en œuvre de ce PGI sera utilisée pendant la phase d'exploitation des infrastructures installées en vue :

- De gérer les risques visant l'intégrité des installations de TCPL dans le but de prévenir ou de réduire les incidents de processus de sécurité
- De gérer l'entretien des actifs et de l'équipement
- D'assurer une formation efficiente sur l'intégrité des installations et sur les processus de sécurité et de fournir des outils, du matériel et de l'information

Des programmes d'entretien préventif seront intégrés lors de la conception et de l'exploitation des composantes d'installation du Projet pour assurer que :

- Les actifs d'installations sont conçus, fabriqués et installés de manière à maintenir l'intégrité et la sécurité
- Les actifs d'installations sont exploités, entretenus, inspectés et testés de manière à prévenir les incidents de processus de sécurité
- Les contrôles pour prévenir, gérer et atténuer les risques connus et communiqués

10.1.3 Programme de gestion de la sécurité

La gestion de la sécurité, lors de l'exploitation, sera régie par le Manuel du programme organisationnel de gestion de la sécurité, les Politiques et le SGOT qui sont conformes à la norme CSA Z246.1 relative à la sécurité des installations et, subséquentement, au RPT. Cela comprend, sans être limité, les procédures relatives aux menaces pour la sécurité, à la sécurité physique et à la cybersécurité.

En conjonction avec la Politique de sécurité de TC Énergie, le Programme organisationnel de gestion de la sécurité est principalement fondé sur l'évaluation des risques et fournit des directives concernant l'identification, l'analyse, l'atténuation, et le cas échéant, la réduction ou l'élimination des risques.

Le Manuel du programme organisationnel de gestion de la sécurité de TC Énergie régira la gestion de la sécurité pendant la construction et l'exploitation. L'entrepreneur principal ou les entrepreneurs principaux seront toutefois responsables d'établir un plan de gestion de la sécurité propre au site pour la construction; TCPL sera chargée de surveiller l'efficacité de ce plan lors de de la construction.

10.1.4 Programme de prévention des dommages causés par des tiers

On entend par dommages mécaniques tout dommage causé à la paroi ou au revêtement des conduites (p. ex. bosses, rainures, éraflures, ovalité, écaillages ou égratignures) par de l'équipement mécanique ou non mécanique, y compris les excavatrices, la machinerie agricole et les outils à main.

Le Programme de prévention des dommages de TC Énergie vise à empêcher tout dommage de nature mécanique. Il a pour objectif d'éduquer l'ensemble du personnel de l'entreprise, des entrepreneurs et des tierces parties qui effectuent des travaux de remuement du sol, en vue de s'assurer que l'on applique les meilleures pratiques en matière d'excavation, en conformité avec la réglementation sur la sécurité applicable. Le Programme de prévention des dommages définit les exigences de l'entreprise en matière de patrouille aérienne, de signalisation, d'adhésion à Info-Excavation (centre d'appel unique québécois) et de protocoles de formation à l'intention des employés qui participent à la planification ou à la supervision des activités de remuement du sol.

Le Programme de sensibilisation du public de TC Énergie, qui fait partie intégrante du Programme de prévention des dommages, vise à sensibiliser la population à la sécurité des conduites.

10.1.5 Programme de sensibilisation du public

Dès que le Projet sera mis en service, les programmes d'information et de consultation en lien avec le Projet seront transférés au Programme de sensibilisation de TC Énergie et aux ressources de relations communautaires régionales pour le cycle de vie restant des actifs. Les parties prenantes comprennent la population et les propriétaires touchés, les excavateurs/entrepreneurs, les premiers répondants et les élus locaux.

Ce Programme vise à sensibiliser le public à la sécurité des pipelines et, par conséquent, protéger la population, l'environnement et les infrastructures de TQM. Il vise les parties prenantes qui participent aux phases de planification et de construction du Projet.

Le Programme de sensibilisation du public prévoit un envoi annuel sur la sécurité des pipelines, aux propriétaires, excavateurs/entrepreneurs, premiers répondants et élus locaux, et, un autre envoi à tous les six mois, à la population touchée. À l'échelle régionale, des spécialistes de la consultation dédiée développent et mettent en place des plans annuels spécifiques à la région qui prennent en considération les risques régionaux et définissent des activités de sensibilisation additionnelles pour mitiger ces mêmes risques. Les stratégies de communication, de consultation et de sensibilisation sont adaptées à l'auditoire respectif et comprennent, au minimum, des renseignements sur la façon de détecter une fuite et sur l'importance de faire une demande de localisation avant d'entreprendre tous travaux de remuement du sol ou de franchissement d'une conduite.

Les objectifs de ce Programme sont les suivants :

- Protéger la population contre les blessures
- Protéger les installations en place
- Réduire au minimum les dommages causés aux installations par des tiers
- Communiquer les renseignements suivants aux propriétaires et collectivités susceptibles d'être touchés par les installations:
 - Emplacement des infrastructures de l'entreprise
 - Production de publications visant la sensibilisation du public
 - Information sur les personnes-ressources de TCPL (à titre d'exploitant du réseau TQM)
 - Détection des fuites et sensibilisation
 - Marche à suivre en cas d'urgence

- Faire en sorte que les services de premiers répondants connaissent bien les procédures d'intervention de TCPL et la façon de collaborer lors d'un incident
- Renseigner les entrepreneurs sur les exigences visant les travaux à proximité des installations de TQM
- Maintenir le contact avec la population, les entrepreneurs et les services de premiers répondants susceptibles d'interagir avec les représentants de l'entreprise ou d'être touchés par les installations ou opérations de celle-ci

Un contact soutenu avec la population offre la possibilité à TCPL, à titre d'exploitant du réseau TQM, d'obtenir de l'information concernant la sécurité, la sûreté et les menaces potentielles associées à ses opérations, ainsi que sur les changements de personnes-ressources, et permet ultimement à toutes les parties prenantes intéressées d'être informées adéquatement et de collaborer en vue d'assurer la sécurité.

10.1.6 Santé, sécurité et environnement

TCPL s'acquittera de ses responsabilités en matière de santé, de sécurité et de performance en environnement (SSE) pour le Projet en ayant recours au système SGOT et aux programmes de TC Énergie (en particulier le Programme de gestion de la sécurité, le Programme de santé et d'hygiène industrielle et le Programme environnemental). Toutes les activités de SSE associées au Projet respecteront les lois et règlements en vigueur ou dépasseront les exigences s'y rapportant.

Le Programme de gestion de la sécurité comprend des normes et des procédures de sécurité qui atténuent les risques en matière de santé et sécurité associés à la conception, à la construction et à l'exploitation des actifs d'infrastructures énergétiques. Le Programme assure que la société est conforme avec toutes les lois et tous les règlements applicables, établit graduellement des objectifs de rendement et implante des solutions visant à améliorer continuellement les performances corporative globale de la société en matière de sécurité et ce, année après année. Les programmes de gestion de la sécurité, de santé et d'hygiène industrielle se composent de normes et procédures qui atténuent les risques relatifs à la santé et la sécurité associés à la conception, à la construction et à l'exploitation des actifs d'infrastructures énergétiques, en vue de créer un milieu de travail qui minimise les effets nocifs sur la santé et la sécurité du personnel.

Le Programme environnemental comprend des normes et procédures environnementales qui gèrent de manière proactive et systématique les dangers et les risques pendant tout le cycle de vie des actifs de TQM. Ces exigences reflètent le respect de TCPL pour l'environnement et son engagement envers la responsabilité environnementale.

Le Programme de gestion de la sécurité, le Programme de santé et d'hygiène industrielle et le Programme environnemental s'appliqueront pendant tout le cycle de vie restant du Projet, y compris la conception, la construction, l'exploitation, la vente, ou l'abandon.

10.2 NORMES OPÉRATIONNELLES ET DOCUMENTATION

Comme indiqué à la section 7.1, TQM opérera le Projet conformément à toutes les exigences réglementaires en vigueur, conditions de permis et autres approbations qui s'appliquent, y compris le RPT, la norme CSA Z662-19 et les procédures opérationnelles de TC Énergie.

Le SGOT et les programmes (mentionnés à la section 10.1) ont été élaborés de manière à respecter les exigences de l'ONE ainsi que tous les codes et toutes les normes intégrées par renvoi, et autres exigences réglementaires provinciales et fédérales, conditions de permis ou approbations. Le SGOT et les programmes sont révisés selon un cycle de trois ans pour assurer de leur conformité avec le RPT et la norme CSA Z662.

Suivant la clôture, Énergir transférera tous les documents et dossiers visés qui n'ont pas encore été reçus par TQM dont ceux exigés à l'article 56 du RPT et à l'article 10.4 de la norme CSA Z662-19. Ces documents seront vérifiés pour la qualité et par la suite, intégrés dans les répertoires, bases de données et feuilles de calcul de TC Énergie. Le Projet sera géré dans le cadre du PGI de TC Énergie, qui utilise les données recueillies pour déterminer les menaces et évaluer les risques, en vue de prendre des décisions sur l'entretien du pipeline et d'implanter les programmes de contrôle, de surveillance et de remise en état adéquats (se reporter à la section 10.1.2).

10.3 PROCÉDURES OPÉRATIONNELLES

Afin d'assurer l'entretien régulier et ponctuel du réseau, les procédures opérationnelles de TC Énergie et autres systèmes associés seront utilisés pour le Projet. Ces procédures opérationnelles :

- Décrivent comment les travaux doivent être effectués (p. ex. ressources requises et instructions sur les travaux)
- Identifient les compétences spécifiques requises, le cas échéant
- Précisent la documentation requise
- Fournissent des références sur les exigences de SSE applicables

10.3.1 Contrôle des opérations

Le réseau TQM est surveillé et contrôlé par le Centre de contrôle (CCO de TC Énergie. Situé à Calgary, le CCO surveille et contrôle à distance l'opération du réseau TQM et des autres réseaux pipeliniers détenus par TCPL.

Du personnel est présent au CCO 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7 et utilise un système informatisé de télésurveillance et d'acquisition de données (SCADA servant à contrôler la compression et le mesurage, ainsi que les installations de vannes à distance, afin d'assurer que les volumes de gaz, le gaz stocké dans la conduite (linepack et les pressions contractées sont rencontrés quotidiennement. Le système SCADA avertit l'opérateur du CCO de changements opérationnels survenus sur le réseau pipelinier. L'information sur l'état et le contrôle sont reçus et transmis par le système SCADA vers et en provenance des vannes spécifiques du réseau principal, des stations de compression et des postes de mesurage.

Le système SCADA saisit et conserve un large éventail de données provenant de l'ensemble du réseau pipelinier, y compris :

- Les paramètres opérationnels clés comme la pression, la température, le débit et la qualité du gaz
- Les données opérationnelles et les points d'état de diverses stations de compression, de postes de mesurage et de vannes
- L'état des dispositifs de protection, y compris les systèmes de détection d'incendie
- D'autres points de données, y compris l'état de la sécurité, la détection du gaz et l'état des communications

TCPL surveille les postes de mesurage et de livraison afin de vérifier la qualité du gaz en ayant recours à une combinaison de lectures manuelles du point de rosée, de séparateurs et d'installations d'analyse appropriées, tel qu'il est requis.

De plus, le CCO recevra, analysera et affectera le personnel requis en vue d'assurer les interventions nécessaires énoncées dans les procédures opérationnelles appropriées.

Un deuxième centre de contrôle entièrement fonctionnel, le Centre de contrôle de secours (CCOS) de TC Énergie, agit à titre de service de secours lorsque le CCO n'est pas disponible pour quelque raison que ce soit. Le CCOS de TC Énergie est prêt à intervenir en tout temps. Chaque centre de contrôle renferme des systèmes de communication de redondance pour assurer la surveillance de l'état du réseau pipelinier.

11.0 QUESTIONS ASSOCIÉES AUX TERRES

La présente section décrit les terrains sur lesquels sont localisés les actifs de Sabrevois, les types de droits fonciers associés à ces actifs et le type de documentation à l'appui des droits fonciers dont TQM aura besoin à la clôture. Cette section fournit également un aperçu des consultations menées auprès des propriétaires fonciers, ainsi que des activités menées par TQM et des activités pré-clôture et post-clôture requises pour faciliter un transfert ordonné des droits fonciers actuels. Voir la section 11.1 en ce qui concerne les questions foncières associées aux actifs de Sabrevois.

La présente section décrit également les besoins en terrains pour le station de compression de Bromont et pour l'interconnexion de Saint-Basile, le processus employé par TQM pour acquérir les droits fonciers nécessaires et les consultations menées auprès des propriétaires fonciers touchés. La section 11.2 aborde les questions foncières associées à la station de compression de Bromont et à l'interconnexion de Saint-Basile.

Voir la section 11.3 pour la consultation avec les propriétaires fonciers concernant l'ensemble du Projet.

11.1 Questions foncières liées au transfert des actifs de Sabrevois

11.1.1 Informations sur les terres

Entièrement situés dans la province de Québec, les actifs de Sabrevois se composent d'environ 64 km de conduites d'un diamètre de 406,4 mm (NPS 16) et d'environ 11 km de conduites latérales dont le diamètre varie entre 219 mm (NPS 8) et 60,3 mm (NPS 2). La conduite traverse onze municipalités regroupées en trois MRC. Les actifs de Sabrevois comprennent également la station de livraison de Sabrevois, des sites de vannes ainsi qu'une gare de lancement et de réception.

La disposition des terres associées à la Conduite Sabrevois et aux latéraux est :

- 2 % (1,35 km) sur des terres provinciales
- 6 % (4,33 km) sur des terres municipales
- 92 % (69,26 km) sur des terres privées

11.1.2 Description des droits fonciers

Terres privées

En ce qui concerne les installations situées sur des terres privées, Énergir détient actuellement ces droits requis en vertu de divers types d'ententes ou ordonnances règlementaires incluant:

- Servitudes et emprises des services publics concernant les conduites souterraines
- Ententes d'empiètement
- Ententes de croisement

TQM mène à l'heure actuelle une vérification diligente concernant les titres fonciers du Québec afin de confirmer le ou les propriétaires fonciers enregistrés et les instruments enregistrés d'Énergir qui ont été déposés à l'égard des terres requises pour les installations. Cette vérification diligente sera terminée avant la clôture.

Disposition de terres provinciales et municipales (terres publiques)

Environ 8 % des actifs de Sabrevois se trouvent sur des terres provinciales ou municipales qui comprennent des intersections et des parcelles non aménagées. Énergir a fourni à TQM une liste de titres fonciers provinciaux et municipaux qui montrent les dispositions pour les installations et TQM mènera une vérification diligente de l'information avant la clôture.

Droits fonciers autochtones

Aucune composante du Projet ne traverse les terres de réserves autochtones.

11.1.3 Révision et transfert des droits fonciers

Conformément au contrat de vente, Énergir a fourni à TQM une liste des droits fonciers de même que les documents sous-jacents associés à ces mêmes droits. TQM a examiné ces listes de droits fonciers et accords sous-jacents afin de déterminer le processus de transfert particulier qui est requis pour que les droits fonciers fassent l'objet d'un transfert en bonne et due forme. Dans le cadre de cet examen, tous les droits fonciers considérés comme non cessibles ont été identifiés et Énergir veillera à apporter les correctifs nécessaires avant ou à la clôture.

Droits fonciers cessibles

Énergir transférera les actifs de Sabrevois, ainsi que tous les droits de superficie, servitudes et autres droits afférents, et les intérêts qu'elle détient dans les terres sur lesquelles les actifs de Sabrevois se trouvent, qui doivent être enregistrées au Registre foncier du Québec. Les droits fonciers d'Énergir peuvent être touchés par des activités de tierce partie ou des installations appartenant à des tiers. Les consentements remédiant à ces situations seront donnés au moyen d'un avis à la tierce partie ou dans le cadre de la passation d'une cession ou d'une entente de cession avec toutes les parties, tel que requis contractuellement.

Les propriétaires fonciers seront avisés de la cession des droits visant leurs terres à la clôture.

Droits fonciers non cessibles

En ce qui concerne les droits fonciers existants qui ne peuvent pas être cédés, Énergir s'engage à négocier une nouvelle entente contractuelle pour les droits fonciers sous une forme transférable à TQM.

11.2 Questions foncières relatives à la station de compression de Bromont et à l'interconnexion de Saint-Basile

La présente section décrit les besoins en terrains pour la station de compression de Bromont et l'interconnexion de Saint-Basile, le processus utilisé par TQM pour acquérir les droits fonciers nécessaires et la consultation menée auprès des propriétaires fonciers et les riverains.

11.2.1 Station de compression de Bromont

La Station de compression de Bromont sera située entièrement sur des terres privées. TQM a identifié deux propriétaires sur une parcelle de terre risquant d'être touchés par la station de compression de Bromont.

La construction de la station de compression de Bromont nécessitera un ETT, mais les terres utilisées pour cet espace ne seront pas nécessaires pour les besoins opérationnels de TQM et seront donc restituées à leurs propriétaires après la construction, le nettoyage et la remise en état finale. Le tableau 11-1 présente une estimation des terres nécessaires à la station de compression de Bromont.

Tableau 11-1: Station de compression de Bromont – Besoins en terrains

Cadastre du Québec	Superficie approximative	Remarques
Lot 2 593 399	5,10 ha	Empreinte permanente ¹
	1,79 ha	Route d'accès permanente
	2,46 ha	ETT (1,04 ha chevauche une zone d'empreinte permanente)

Note :

1. Sur une surface d'environ 5,10 ha, 3,29 ha correspondent à une zone d'empreinte permanente liée à la station de compression et 1,81 ha à une zone tampon. La zone tampon fait office de séparation coupe-feu entre la station de compression de Bromont et les terrains avoisinants. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la section 3.3.1 de l'EESE.

11.2.2 Processus d'acquisition des droits fonciers

TQM confirme que le processus d'acquisition de terres pour le Projet sera conforme aux dispositions applicables de la *Loi sur l'ONE*, y compris les articles 86 et 87.

Au deuxième trimestre de 2019, des avis conformes au paragraphe 87 (1) de la *Loi sur l'ONE* ont été signifiés aux propriétaires des terres pour le futur site de la station de compression de Bromont, tels qu'ils sont définis aux articles 75 et 85 de la Loi.

Voir l'annexe 11-1 pour un exemple de l'avis donné aux propriétaires fonciers conformément au paragraphe 87 (1) pour le station de compression de Bromont. (Modèle d'espace de travail temporaire). TQM leur a également fourni un exemplaire du *Guide à l'intention des propriétaires fonciers* de L'ONE.

TQM a rencontré les deux propriétaires et leur a fourni des renseignements sur le Projet. Les commentaires reçus des propriétaires fonciers ont été pris en compte dans le cadre du processus de sélection du site. Une option d'achat de terrain et une option d'acquisition de servitude d'accès ont été signées avec les propriétaires fonciers; TQM exercera ces options à une date ultérieure. Des exemples d'ententes foncières se trouvent aux annexes suivantes :

- Modèles de convention d'option :
 - Modèle d'option d'achat (annexe 11-2)
 - Modèle d'option de servitude (annexe 11-3)
- Modèles d'acte de vente et de servitude :
 - Modèle d'acte de vente (annexe 11-4)
 - Modèle d'acte de servitude (annexe 11-5)
- Modèle de convention d'espace de travail temporaire
 - Modèle d'espace de travail temporaire (annexe 11-6)

11.2.3 Calendrier proposé pour l'acquisition des terres

Comme mentionné ci-dessus, TQM a entamé le processus d'acquisition de terres pour obtenir des droits fonciers permanents et a signifié des avis conformément au paragraphe 87 (1) aux propriétaires fonciers au cours du deuxième trimestre de 2019. TQM prévoit achever l'acquisition des terrains au cours du premier trimestre de 2021.

Le tableau 11-2 contient un calendrier préliminaire des étapes d'acquisition de terrains. Tous les droits fonciers seront acquis avant le début prévu de la construction.

Tableau 11-2 : Calendrier proposé pour l'acquisition des terrains – Station de compression de Bromont

Dates	Activités
Mars 2019	Interaction initiale avec les propriétaires fonciers
Mars 2019	Consultation avec les propriétaires et les riverains
Mai 2019	Remise de dépliants d'information sur le Projet aux propriétaires fonciers
Mai 2019	Préparation et signification des avis conformément au paragraphe 87(1)
Mai 2019	Obtention de la signature du formulaire de sondage
Mai 2019	Obtention de la signature des options d'achat et d'acquisition des droits de servitude
Août 2019	Dépôt de la Demande
T1 2021	Signature des documents associés aux droits fonciers avec les propriétaires
T3 2021	Date prévue du début de la construction

11.2.4 Interconnexion de Saint-Basile

L'interconnexion de Saint-Basile consiste en un raccord en T et en une vanne qui permettront de raccorder le réseau principal d'East Hereford de TQM au poste de livraison d'Énergir à Saint-Basile. La construction est prévue pour juillet 2021. L'interconnexion sera située dans l'emprise existante de TQM. Dans le cadre du Programme de renforcement de TQM, Énergir planifie d'acquérir la terre sur laquelle se trouvera l'interconnexion de Saint-Basile, ainsi que les terrains avoisinants pour y construire son futur poste de livraison. Étant donné qu'un ETT sera nécessaire pour la construction de l'interconnexion de Saint-Basile, TQM signera une entente avec Énergir pour un ETT sur le terrain qui sera acquis par Énergir. La section 3.3 de l'évaluation environnementale et socioéconomique fournit des précisions sur l'ETT.

Pour connaître les besoins estimatifs en terrains pour l'interconnexion de Saint-Basile, voir le tableau 11-3.

Tableau 11-3 : Interconnexion de Saint-Basile – Besoins en terrains

Cadastre du Québec	Superficie approximative	Remarques
Lot 3 076 120	Néant	L'interconnexion sera installée sur l'emprise existante de TQM
	0,12 ha	ETT

Pour un exemple d'entente de d'ETT à être conclue pour l'interconnexion de Saint-Basile, voir l'annexe 11-6 (Modèle d'espace de travail temporaire).

11.2.5 Indemnisation pour les droits fonciers

TQM vise à conclure des ententes volontaires et raisonnables avec les propriétaires fonciers concernant tous nouveaux droits fonciers requis, y compris une entente sur l'indemnisation à verser en contrepartie de ces droits.

11.2.6 Dommages

L'article 75 de la *Loi sur l'ONE* prévoit que TQM doit veiller à causer le moins de dommages possible à la propriété des propriétaires fonciers par ses activités et les indemniser pleinement pour tous dommages subis, le cas échéant, selon les modalités prévues à la *Loi*.

11.2.7 Accès aux fins d'arpentage

En mai 2019, TQM a débuté la consultation auprès des propriétaires fonciers concernant le station de compression de Bromont afin d'obtenir un accès lui permettant d'effectuer des sondages d'arpentage environnemental, géotechnique et autres devant être faits à l'appui du Projet. Par la même occasion, TQM a présenté aux propriétaires fonciers des formulaires décrivant les sondages effectués et leur a demandé de signaler les enjeux spécifiques au site sur la propriété que TQM devrait

considérés lors du sondage d'arpentage, ainsi que tout enjeux liés à l'échéancier de d'avis concernant ces travaux.

11.3 Consultation auprès des propriétaires fonciers et utilisateurs des terrains

Énergir a dressé une liste des terrains traversés par les actifs de Sabrevois. Cette liste a été revue par TQM et lui a permis d'entrer en contact avec les propriétaires. De plus, TQM a identifié les propriétaires fonciers pouvant être potentiellement touchés par la station de compression de Bromont. TQM n'a identifié aucun propriétaire foncier pouvant potentiellement être touché par l'interconnexion de Saint-Basile en raison de sa localisation dans l'emprise existante de TQM.

Les sections suivantes décrivent les éléments suivants :

- Les principes, les objectifs et la portée du programme de consultation des propriétaires fonciers de TQM relativement au Projet
- Les activités de consultation menées par TQM auprès des propriétaires fonciers à ce jour
- Les préoccupations soulevées par les propriétaires fonciers et les réponses fournies par TQM pour adresser ces mêmes préoccupations
- Le plan concernant la poursuite des consultations

11.3.1 Principes et objectifs

TQM applique à ses projets les principes directeurs de gestion des terres de TC Énergie, lesquels dictent le comportement à adopter par les représentants de TQM lors de leurs interactions avec les propriétaires fonciers. Voir l'annexe 11-7 pour une copie du document *Working with Landowners – Our Guiding Principles*.

En plus des principes de consultation des parties prenantes énoncés à la section 12, la consultation des propriétaires fonciers vise les objectifs suivants :

- Cerner les questions et préoccupations des propriétaires fonciers par rapport au Projet et y répondre
- Identifier l'ensemble des occupants et des tierces parties
- Soutenir l'acquisition des droits fonciers requis pour l'achat des actifs et pour la construction de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile

La consultation concernant les questions foncières relatives au Projet visait également à fournir aux propriétaires des renseignements et de la documentation dans la langue de leur choix, soit le français ou l'anglais.

11.3.2 Activités de consultation des propriétaires fonciers

À partir des renseignements fournis par Énergir, TQM a identifié tous les propriétaires fonciers détenant un terrain traversé ou situés à proximité du Projet.

Pour de plus amples renseignements sur le processus de consultation des parties prenantes, y compris la notification des propriétaires fonciers et la consultation pour chacune des composantes du Projet, se référer à la section 12.

Les sections 11.2.1 à 11.2.3 présentent un résumé des consultations menées auprès des propriétaires fonciers pour la station de compression de Bromont.

En décembre 2018, une consultation a été lancée auprès des propriétaires fonciers potentiellement touchés par l'achat des actifs de Sabrevois en leur envoyant un dépliant d'informations. Ce dépliant contenait des renseignements sur l'achat, la sécurité de la conduite et une brochure de l'ONE intitulée, *Renseignements utiles à l'égard de projets de pipeline ou de ligne de transport d'électricité qui nécessitent une audience*.¹ Les propriétaires fonciers ont également été invités à communiquer avec TQM pour toute question, préoccupation ou demande d'information concernant l'achat proposé.

Le 9 août 2019, les propriétaires fonciers pouvant potentiellement être touchés par les actifs de Sabrevois ont reçu une mise à jour concernant le nouveau site du Projet relatif à la station de compression de Bromont (voir la section 12.4 pour de plus amples renseignements au sujet de ce changement de site). Des exemples de lettres envoyées aux propriétaires fonciers se trouvent aux annexes suivantes :

- Modèles de lettres et de fiches de renseignements à l'intention des propriétaires fonciers (annexes 11-8, 11-9 et 12-4)
- Modèles de lettres de mise à jour du Projet et de fiches de renseignements à l'intention des propriétaires fonciers (annexes 11-10, 11-11 et 12-8)

Tout au long du processus réglementaire et de la phase d'acquisition, TQM continuera à communiquer avec les propriétaires fonciers afin d'identifier et d'adresser toutes questions et préoccupations et pour faire l'acquisition des droits fonciers nécessaires.

11.3.3 Questions et préoccupations des propriétaires fonciers

Les propriétaires fonciers susceptibles d'être touchés par la station de compression de Bromont n'ont soulevé aucune préoccupation qui reste en suspens. TQM continuera de dialoguer avec les propriétaires fonciers afin de répondre à toute question ou préoccupation pouvant être soulevée.

¹ *Renseignements utiles à l'égard de projets de pipeline ou de ligne de transport d'électricité qui nécessitent une audience.*

Les propriétaires fonciers détenant un terrain traversé par les actifs de Sabrevois ont évoqué les sujets d'intérêt suivants :

- Les propriétaires fonciers ont demandé si des conduites supplémentaires seraient construites dans le cadre de l'achat des actifs de Sabrevois. TQM a confirmé que l'achat des actifs de Sabrevois ne comportait aucune activité de construction.
- Les propriétaires fonciers ont posé des questions sur les restrictions liées au changement de juridiction. TQM a confirmé que les obligations actuelles des propriétaires fonciers dont la propriété est traversée par la conduite existante sont similaires entre la réglementation provinciale et fédérale. TQM a souligné que sous la réglementation de l'ONE, certaines activités sur l'emprise et dans une zone prescrite de 30 m ne peuvent être entreprises sans l'approbation préalable du propriétaire de la conduite ou de l'ONE.
- Les propriétaires ont posé des questions sur la sécurité de la conduite. TQM a fourni des renseignements concernant son programme d'exploitation et d'entretien ainsi que les mesures de sécurité mises en place. TQM a également confirmé que l'emprise fait l'objet de patrouilles à pied ou aériennes afin de vérifier si une infraction ou une activité interdite est survenue.

TQM n'est pas au courant de préoccupations des propriétaires fonciers non résolues concernant une des composantes du Projet.

11.3.4 Consultation en continu

La consultation auprès des propriétaires fonciers et l'acquisition des droits fonciers se poursuivront tout au long du processus règlementaire.

Pendant la phase de construction de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile, le cas échéant, TQM restera en contact avec les propriétaires fonciers afin d'adresser les préoccupations liées au Projet et d'implanter les mesures de mitigation ou stratégies de prévention adéquates et convenues.

Une fois l'acquisition terminée et le Projet mis en service, la responsabilité des relations continues avec les propriétaires fonciers sera transférée aux opérations de TCPL. Les agents de liaison régionaux de TC Énergie continueront de bâtir et de maintenir des relations avec les propriétaires et les occupants.

À l'approche de l'achèvement des travaux de construction de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile, les agents de liaison de TC Énergie travailleront de concert avec l'équipe du Projet pour intégrer ces nouveaux actifs au Programme de sensibilisation du public de TC Énergie.

Voir la section 10.1.5 pour de plus amples renseignements au sujet de ce programme de TC Énergie.

12.0 CONSULTATION DES PARTIES PRENANTES

La présente section décrit la démarche de consultation des parties prenantes adoptée par TQM pour le Projet. Les principes fondamentaux appliqués pour la consultation des parties prenantes par TQM sont que les parties prenantes seront consultées de manière équitable, honnête, ouverte, cohérente et opportune en lien avec le Projet, et qu'elles auront l'occasion d'être entendues sur leurs questions et préoccupations.

La présente section énonce les principes et les objectifs sur lesquels TQM s'est fondée dans sa démarche de consultation des parties prenantes. La section décrit également la manière dont la démarche est mise en œuvre pour le Projet et présente un résumé des commentaires recueillis à ce jour.

Pour un sommaire des activités de consultations menées auprès des propriétaires fonciers pour le Projet, se reporter aux sections 11.2 et 11.3.

La nature et la portée de la consultation des parties prenantes dépendent de la portée du Projet. La démarche de consultation des parties prenantes pour le Projet visait les personnes susceptibles d'être touchées par celui-ci. La consultation des parties prenantes a été adaptée à la portée de chacune des composantes du Projet: l'acquisition des actifs de la conduite Sabrevois, et la construction et l'exploitation de la station de compression de Bromont et de l'interconnexion de Saint-Basile.

12.1 Principes et objectifs

Les buts et les objectifs de la consultation des parties prenantes à l'égard du Projet sont les suivants :

- Présenter officiellement le Projet aux principales parties prenantes
- Cerner les préoccupations et y répondre
- Offrir aux parties prenantes des mises à jour continues, y compris des communications sur le Projet proposé, le calendrier réglementaire prévu et le dépôt de la demande auprès de l'Office
- Lorsqu'il est possible et raisonnable de le faire, veiller à ce que les préoccupations des parties prenantes, le cas échéant, soient incorporées dans la conception du Projet
- Informer les parties prenantes des modifications importantes apportées au Projet, le cas échéant

À ce jour, la démarche de consultation des parties prenantes de TQM vise à s'assurer que les propriétaires fonciers susceptibles d'être touchés, les municipalités, les élus fédéraux et provinciaux et les autres parties prenantes, notamment les groupes non gouvernementaux, ont eu l'occasion de réviser le Projet proposé et de formuler des commentaires. La démarche de consultation des parties prenantes a également été

conçue de sorte à fournir de l'information aux parties prenantes dans la langue de leur choix, c'est-à-dire le français ou l'anglais.

12.2 Conception et méthodologie

TQM a mené sa démarche de consultation des parties prenantes en respectant les principes énoncés ci-dessus. Les meilleures pratiques d'affaires en matière de relations avec les collectivités et de communication sont appliquées dans la démarche de consultation des parties prenantes de TQM, laquelle a été conçue dans le but de :

- Favoriser les relations harmonieuses avec les parties prenantes
- Permettre de recueillir les commentaires des parties prenantes concernant la planification et le processus d'élaboration du Projet
- Fournir de l'information aux parties prenantes afin de minimiser l'incertitude et d'accroître la clarté

La consultation des parties prenantes est menée selon une approche par étapes et elle est mise en œuvre au moyen de pratiques en matière de communication ouverte et de participation des parties prenantes. Les étapes de la consultation comprennent :

- L'identification des parties prenantes et la préparation du matériel de notification
- La notification et la consultation
- Une communication constante en lien avec le Projet

12.2.1 Identification des parties prenantes et préparation du matériel de notification

La première étape de la consultation consiste à identifier les parties prenantes susceptibles d'être touchées, et ce, pour chacune des composantes du Projet et à développer du matériel de consultation, y compris des lettres, des cartes et des fiches de renseignements sur le Projet, qui sera utilisé à des fins de notification et lors des rencontres. TQM a identifié les parties prenantes les plus susceptibles d'être touchées par le Projet ou qui pourraient éventuellement avoir un intérêt dans le Projet et elle a dressé une première liste de parties prenantes potentielles au moyen d'une combinaison de :

- Recherches informatiques
- L'expérience opérationnelle de TQM dans la région et son réseau établi de personnes-ressources dans la communauté
- L'expérience opérationnelle d'Énergir et TCPL dans la région et leur réseau établi de personnes-ressources dans la communauté

Comme le processus d'identification des parties prenantes est en continu et qu'il se poursuit tout au long de l'avancement du Projet, la liste des parties prenantes est mise à jour au besoin. Les parties prenantes consultées sont et ont été invitées à identifier

d'autres parties prenantes pouvant potentiellement être intéressées et devant être consultées en lien avec le Projet.

Grâce au processus décrit ci-dessus, TQM a d'abord identifié des parties prenantes parmi les groupes de parties prenantes suivants :

- Les propriétaires fonciers dont les terres sont traversées par les actifs de Sabrevois ou par d'autres composantes du Projet
- Les membres des communautés
- Les élus ou les représentants des municipalités (municipalités et MRCs)
- Les élus fédéraux et provinciaux
- Les agences gouvernementales
- Les syndicats agricoles
- Les organisations non gouvernementales
- Les premiers répondants

12.2.2 Notification et consultation

L'étape de la notification et de la consultation se concentre sur de l'information publique sur le Projet afin de solliciter les commentaires des parties prenantes au moyen de différentes activités de consultation, notamment des lettres, des appels téléphoniques, des rencontres et d'autres outils de communication. Pendant cette étape, TQM vise à :

- Offrir des renseignements clairs, utiles et pertinents sur le Projet
- Répondre aux questions des parties prenantes concernant TQM, Énergir, TC Énergie ou sur le Projet
- Renseigner les parties prenantes sur le processus d'examen réglementaire
- Cerner les questions et les préoccupations des parties prenantes et y répondre
- Favoriser les relations entre TQM et les communautés situées le long du tracé actuel ou des infrastructures existantes et futures

Pour le Projet, TQM a initié cette phase par la notification des principales parties prenantes, notamment les représentants municipaux, avant d'entreprendre sa démarche de consultation plus globale, comme il est décrit à la section 12.4.

12.2.3 Transition vers les opérations

La consultation se poursuivra après l'acquisition des actifs de la conduite Sabrevois et la mise en services des autres composantes du Projet. Toutes préoccupations des parties prenantes persistantes concernant l'exploitation sont gérées par les agents de liaison régionaux de TC Énergie, lesquels continueront de bâtir et d'entretenir des

relations avec les parties prenantes grâce à des communications constantes et soutenues¹.

12.3 Outils et activités de consultation

Un des aspects importants de la consultation de TQM consiste à communiquer de l'information pertinente et à jour. L'information sur le Projet est distribuée au moyen d'appels téléphoniques, de livraison en main propre, de courriers ou de courriels. À mesure que le Projet avancera, d'autres outils de communication seront conçus et distribués selon les besoins. Un numéro de téléphone et à une adresse électronique sont également disponibles visant à permettre aux parties prenantes de communiquer avec les représentants de TQM en tout temps au cours du processus afin de poser des questions et de formuler des commentaires. Les sections suivantes présentent certains des outils de communication habituellement utilisés.

12.3.1 Documents imprimés

Des documents imprimés contenant des renseignements généraux sur le Projet ont été développés. Ces derniers ont été utilisés de diverses manières dont, des envois postaux, des présentations et dans le cadre de réponses à des demandes de renseignements. Une liste de ces documents se trouve ci-dessous; certains exemples sont fournis à l'annexe 12 :

- Modèles de lettres de présentation du Projet (annexes 12-1, 12-2, 12-5 et 12-6)
- Fiches de renseignements sur le Projet, y compris une carte du Projet (annexes 12-4 et 12-8)
- Modèles de présentations du Projet (annexes 12-3 et 12-7)
- Brochure de l'ONE: *Renseignements utiles à l'égard de projets de pipeline ou de ligne de transport d'électricité qui nécessitent une audience*²
- Brochure de l'ONE: *Vivre et travailler à proximité d'un pipeline*³

12.3.2 Mécanisme de rétroaction des communautés et relations avec les médias

TQM dispose d'une adresse électronique (communications@gazoductqm.com) et d'un numéro sans frais (1-855-933-0939) faisant l'objet d'un suivi régulier afin de répondre aux questions, aux préoccupations et aux demandes de renseignements le plus rapidement possible. Le site Web de TQM (<http://www.gazoductqm.com>) comprend aussi le nom d'une personne-ressource pour les médias.

¹ TCPL exploite le réseau TQM aux termes d'une entente opérationnelle entre TCPL et TQM.

² *Renseignements utiles à l'égard de projets de pipeline ou de ligne de transport d'électricité qui nécessitent une audience.*

³ *Vivre et travailler à proximité d'un pipeline.*

En plus des outils mentionnés ci-dessus, TQM utilise aussi les outils suivants comme mécanisme de rétroaction et pour assurer que les parties prenantes ont accès à de l'information sur TQM :

- des contacts personnels avec les parties prenantes, y compris des rencontres en personne
- des communications en ligne appropriées sur le site Web de TQM
- la distribution de renseignements sur le Projet par la poste et par courriel

Pour de plus amples renseignements sur les activités de consultation des parties prenantes réalisées à ce jour pour chacune des composantes du Projet, se reporter à la section 12.4.

12.4 Sommaire de la consultation des parties prenantes

Toutes les parties prenantes identifiées ont reçu des renseignements sur le Projet soulignant ses particularités, le processus d'examen réglementaire et sur les diverses façons de communiquer avec TQM afin de poser des questions ou de formuler des commentaires.

Comme il est décrit ci-dessus, TQM a présenté des renseignements sur toutes les composantes du Projet aux parties prenantes. Toutefois, elle a adapté ses présentations et son matériel afin de se concentrer sur des composantes spécifiques du Projet selon la localisation géographique des parties prenantes. Les sections suivantes présentent un sommaire des activités de consultation des parties prenantes pour chaque composante du Projet.

La démarche de consultation des parties prenantes de TQM a changé en même temps que le site pour la station de compression requise a été développé. À l'été 2018, TQM a initié la consultation avec la Ville de Granby et de propriétaires fonciers susceptibles d'être touchés concernant le choix du site d'une station de compression à Granby, au Québec. En novembre 2018, lors d'une séance de portes ouvertes organisée à Granby, des parties prenantes ont exprimé certaines préoccupations auxquelles TQM a répondu sur place, mais a également effectué un suivi auprès de la Ville de Granby en décembre 2018. TQM a poursuivi sa consultation auprès de la Ville de Granby et en janvier 2019, cette dernière a informé TQM de son intention de modifier le zonage d'une zone agricole au sein de la Ville où se trouvait le site proposé pour la station de compression de Granby, pour en faire une zone résidentielle. En raison de l'intention de la Ville d'apporter une modification au zonage, TQM a commencé à évaluer d'autres sites alternatifs pour la station de compression proposée. En février 2019, la Ville de Granby a adopté la motion de modification au zonage du site de la station de compression proposée de terres agricoles à un développement résidentiel. À la suite de cette modification au zonage, la Ville de Granby a proposé à TQM un autre site potentiel pour l'installation de la

station de compression dans la municipalité. Toutefois, cet autre site aurait nécessité la construction d'un pipeline additionnel. C'est à ce moment que TQM a décidé de consulter la Ville de Bromont concernant le site proposé pour la station de compression de Bromont.

La section suivante décrit les activités de consultation réalisées pour le Projet commençant en décembre 2018.

12.4.1 Projet – Intérêt à l'échelle régionale

Des parties prenantes, notamment des élus fédéraux et provinciaux, des organismes gouvernementaux et des organisations non gouvernementales, ont été identifiés comme ayant un intérêt dans le Projet à l'échelle régionale. En décembre 2018 et en janvier 2019, ces parties prenantes ont reçu une trousse de renseignements sur le Projet par courriel. La trousse de renseignements contenait une lettre personnalisée visant à présenter le Projet, des fiches de renseignements sur le Projet et les brochures de l'ONE (se reporter aux annexes 12-1 et 12-4).

TQM s'est engagée à informer les parties prenantes de toutes nouvelles modifications apportées au Projet. Par conséquent, TQM a distribué des trousse de renseignements contenant une lettre personnalisée visant à informer les parties prenantes du changement de site de la nouvelle station de compression (du site de Granby au site de Bromont) et des modifications apportées au calendrier de dépôt de la demande et des brochures de l'ONE (se reporter aux annexes 12-5 et 12-8). TQM a terminé les envois postaux en août 2019.

Les syndicats agricoles des régions de l'Estrie et de la Montérégie, à l'échelle régionale et locale, ont également été consultés en lien avec le Projet. TQM a également informé le syndicat agricole national du Projet.

À ce jour, aucune préoccupation relative au Projet n'a été soulevée.

TQM poursuivra la consultation des parties prenantes à mesure que le Projet avancera et elle répondra aux questions et aux préoccupations qui seront soulevées.

12.4.2 Transfert des actifs de Sabrevois

Concernant l'achat des actifs de la Conduite Sabrevois, les propriétaires fonciers, les municipalités, les MRC,⁴ ainsi que les premiers répondants et d'autres parties prenantes identifiés ont été informés du Projet en décembre 2018 au moyen d'une trousse de renseignements expédiée par la poste; cette trousse contenait les documents suivants :

- Lettre de présentation du Projet (annexes 11-5, 11-6, 12-1 et 12-2)

⁴ Les MRC suivantes ont été informées : la MRC de La Vallée-du-Richelieu, la MRC du Haut-Richelieu, la MRC Brome-Missisquoi et la MRC La Haute-Yamaska.

- Fiche de renseignements sur le Projet (annexe 12-4)
- Brochure de l'ONE : *Renseignements utiles à l'égard de projets de pipeline ou de ligne de transport d'électricité qui nécessitent une audience*
- Brochure de l'ONE : *Vivre et travailler à proximité d'un pipeline*

En août 2019, après la relocalisation de la station de compression de Granby à Bromont, ces parties prenantes ont reçu une lettre et une fiche de renseignements mise à jour (se reporter aux annexes 11-10, 11-11, 12-5, 12-6 et 12-8).

Pour un sommaire des préoccupations soulevées par les propriétaires fonciers dont les terres sont traversées par les actifs de la conduite Sabrevois, se reporter à la section 11.3.3.

TQM n'est pas au courant de préoccupations non résolues concernant le Projet. TQM poursuivra sa consultation des parties prenantes et de répondre aux questions et aux préoccupations soulevées.

12.4.3 Station de compression de Bromont

La consultation de la Ville de Bromont en lien avec le Projet a commencé en mars 2019 et incluait des rencontres, des appels téléphoniques et des courriels. Le 25 mars 2019, une présentation sur le Projet a été faite à la Ville de Bromont et incluait de l'information spécifique sur la construction proposée de la station de compression de Bromont (se reporter à l'annexe 12-7). La Ville de Bromont a confirmé ne pas avoir de projet de développement résidentiel sur le site de la station de compression proposée. La Ville a également confirmé son appui à TQM sur la consultation des propriétaires fonciers concernant la station de compression proposée.

Pendant tout le mois d'août 2019, TQM a consulté des propriétaires fonciers susceptibles d'être touchés et des résidents sur le Projet. Le 13 août 2019, TQM a envoyé des trousseaux de renseignements aux parties prenantes susceptibles d'être touchées à Bromont.

En juillet et au début d'août 2019, TQM a tenté sans succès de communiquer, par la poste et par téléphone, avec le propriétaire d'un terrain de camping situé dans la Ville de Bromont susceptible d'être touché par le Projet. À la mi-août 2019, TQM a remis en main propre des renseignements sur le Projet au propriétaire du terrain de camping. TQM a rencontré le propriétaire du terrain de camping pour discuter davantage du Projet, et ce dernier n'a soulevé aucune préoccupation. TQM poursuivra sa consultation avec le propriétaire du terrain de camping et elle répondra à toute question soulevée concernant le Projet.

Le 21 août 2019, TQM a tenu une visite d'une de ses stations de compression existantes pour des conseillers municipaux.

TQM prévoit rencontrer les premiers répondants de la Ville de Bromont en septembre 2019 concernant le Projet.

TQM prévoit également tenir une séance d'information à la fin du mois de septembre 2019, en collaboration avec la Ville de Bromont.

Pour un sommaire des préoccupations soulevées à ce jour durant la consultation sur la station de compression de Bromont, y compris les réponses de TQM à ces préoccupations, se reporter au tableau 12-2. La consultation avec la Ville de Bromont et des parties prenantes se poursuit, et TQM continuera de répondre aux questions et aux préoccupations à mesure qu'elles seront soulevées.

Tableau 12-2 : Sommaire des enjeux relatifs à la station de compression de Bromont

Enjeu	Réponses de TQM
Impacts visuels	Une étude sur les impacts visuels est en cours. Durant la phase d'ingénierie détaillée du Projet, des mesures de mitigation seront considérées afin de réduire les impacts visuels potentiels.
Émissions de bruit	Pendant son exploitation, la station de compression sera conforme aux exigences relatives au bruit (note d'instructions 98-01 du ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques), lesquelles sont fondées sur les niveaux de base : <ul style="list-style-type: none">• La station de compression ne peut pas émettre plus de 45 décibels A (dBA) le jour et 40 dBA la nuit, mesurés à partir des résidences.¹• La station de compression ne peut pas émettre plus de 70 dBA, mesurés à la limite des propriétés. TQM adoptera des mesures d'atténuation afin de se conformer aux règlements sur les exigences en matière de bruit.
Protection des forêts	Le Projet est assujéti aux lois et aux règlements en vigueur, y compris les exigences en matière d'environnement. TQM respectera l'ensemble de la réglementation sur l'environnement relative à la protection des forêts, et elle abattra le moins d'arbres possible dans le cadre du Projet.
Remarque : 1. Se reporter à l'annexe C de l'EESE.	

TQM n'est pas au courant de préoccupations non résolues concernant le Projet. TQM poursuivra sa consultation des parties prenantes et elle continuera de répondre aux questions et aux préoccupations à mesure qu'elles seront soulevées.

12.4.4 Interconnexion de Saint-Basile

En novembre 2018, TQM a débuté sa consultation auprès de la municipalité de Saint-Basile-le-Grand en lien avec le Projet. Lors d'une rencontre tenue le 21 novembre 2018, TQM a présenté des renseignements sur le Projet et plus spécifiques à l'interconnexion de Saint-Basile.

La municipalité a soulevé un enjeu concernant des travaux routiers dans la région qui pourraient être effectués en même temps que la construction de l'interconnexion de Saint-Basile. La municipalité a demandé que TQM coordonne les calendriers de construction de manière à éviter toute perturbation des travaux routiers. TQM a acquiescé à cette demande.

En janvier 2019, TQM a envoyé par courriel, des renseignements sur le Projet à la MRC de La Vallée-du-Richelieu et aux premiers répondants de Saint-Basile-le-Grand, y compris une lettre de présentation du Projet et la fiche de renseignements sur le Projet (se reporter aux annexes 12-1 et 12-4). En août 2019, TQM a envoyé par courriel des renseignements à jour sur le Projet à ces mêmes parties prenantes (se reporter aux annexes 12-5 et 12-8).

TQM n'est pas au courant de préoccupations non résolues concernant le Projet. TQM poursuivra sa consultation des parties prenantes et elle continuera de répondre aux questions et aux préoccupations à mesure qu'elles seront soulevées.

12.5 Commentaires des parties prenantes

En plus des préoccupations soulevées ci-dessus, à ce jour, les parties prenantes ont formulé les commentaires et mentionné les sujets d'intérêt suivants :

- L'historique de TQM et ses opérations dans la région
- Les relations de TQM avec Énergir et TCPL
- Le calendrier du Projet et l'échéancier réglementaire
- La période de construction du Projet et ses répercussions éventuelles
- Les caractéristiques, l'entretien et la sécurité du Projet
- Les retombées économiques
- Le processus de consultation

12.6 Consultation continue des parties prenantes

TQM poursuivra sa consultation des parties prenantes tout au long des différentes étapes du Projet et elle continuera de répondre aux questions et aux préoccupations soulevées.

Une fois que l'acquisition des actifs de Sabrevois sera complétée et que les autres composantes du Projet seront mises en service, des agents de liaison régionaux de TC Énergie continueront de bâtir et d'entretenir des relations avec les parties prenantes grâce à des communications constantes et soutenues. Le Programme de sensibilisation du public de TC Énergie sera implanté pour les actifs de la conduite Sabrevois, la station de compression de Bromont et l'interconnexion de

Saint-Basile, Pour de plus amples renseignements concernant le Programme de sensibilisation du public, se reporter à la section 10.1.5.

13.0 CONSULTATION DES AUTOCHTONES

À la suite de l'évaluation de TQM conformément au *Guide de dépôt* de l'ONE, TQM a déterminé qu'aucun groupe autochtone ne serait potentiellement impacté par le Projet.

13.1 Méthodologie du processus de consultation

Le processus de consultation des Autochtones mis en place par TQM pour tous ses projets est régi par sa *Politique sur les relations avec les Autochtones* (à l'annexe 13-1) ainsi que par le *Guide de dépôt* de l'ONE.

13.1.1 Détermination de la consultation

La première étape du processus de consultation prévue par TQM consiste à identifier les communautés que TQM consulterait initialement. Comme pour tout projet, TQM commence par une étude théorique afin d'identifier les communautés et de déterminer la proximité du projet par rapport aux communautés autochtones. L'étude théorique comprend l'examen des éléments suivants :

- Terres de réserve au sens de la *Loi sur les Indiens*
- Informations connues sur les territoires traditionnels revendiqués

Même si toutes les composantes du Projet se retrouvent sur un territoire revendiqué par les Mohawks, les Algonquins et les Abénaquis, elles toutes sont situées sur des terres privées, sauf pour environ 4 km des actifs de Sabrevois qui croisent des routes municipales et quelque 2 km de ces mêmes actifs qui croisent des terres provinciales non aménagées.

Les résidents les plus proches sont des propriétaires privés, et le projet est localisé à quelque 40 km de la communauté autochtone la plus proche. Les effets environnementaux ou socioéconomiques sur les intérêts des groupes autochtones sont jugés nuls ou négligeables, car les activités liées à la construction du Projet se déroulent sur des terres privées uniquement et la majorité des actifs de Sabrevois se trouvent également sur des terres privées. Bien que les actifs de Sabrevois croisent certaines terres publiques, il s'agit d'installations existantes dont les activités d'exploitation ne changeront pas après l'acquisition; par conséquent, aucun effet à l'égard d'intérêts autochtones n'est prévu.

En conséquence, TQM a déterminé que le Projet ne risque pas de toucher l'exercice de droits ou d'intérêts autochtones. Cette détermination est également le résultat de l'évaluation entreprise par TQM conformément au *Guide de dépôt* de l'ONE :

- Tous les travaux de construction seront effectués sur des terres privées
- Le projet ne risque pas de porter atteinte à la navigation

- Il n'y a pas de résidences à proximité du projet envisagé (le projet est localisé à quelque 40 km de la communauté autochtone la plus proche)
- Le projet n'affecterait pas l'utilisation des terres ou des voies navigables ou d'autres intérêts fonciers (les activités du projet ne se dérouleront pas dans des voies navigables ou près de celles-ci)
- Le projet ne risque pas de porter atteinte à l'usage des terres à des fins traditionnelles
- Il n'y a pas d'effets cumulatifs potentiels importants sur le plan environnemental et socioéconomique
- La construction et l'exploitation des installations prévues par le Projet s'accompagneraient d'effets environnementaux et socioéconomiques négligeables

Pendant la construction, les effets potentiels pouvant dépasser l'empreinte du projet (circulation plus intense, augmentation du bruit, augmentation des véhicules et des émissions liées aux équipements, qui devraient surtout toucher les résidents à proximité) se situent dans une zone localisée et ne devraient avoir aucun effet sur les droits et les intérêts autochtones.

S'il se produit des effets résiduels une fois la construction achevée, il est anticipé que ces effets touchent principalement les résidents à proximité.

13.2 Plan concernant la consultation future et le suivi

TQM a déjà et continuera de communiquer les possibilités d'emploi et de sous-traitance aux groupes autochtones au fur et à mesure que le Projet progressera.

14.0 ASPECTS ENVIRONNEMENTAL ET SOCIOÉCONOMIQUE

La présente section fournit un résumé des activités d'évaluation environnementale qui ont été menées pour le Projet.

Cette section inclut un résumé des besoins et de la portée de l'EESE ainsi que l'approche, les constats et la conclusion de cette évaluation. Comme le Projet n'est pas considéré comme un projet désigné au sens de la LCEE (2012), il ne nécessite pas une étude environnementale.

14.1 VÉRIFICATION ENVIRONNEMENTALE DILIGENTE– ACTIFS DE SABREVOIS

TQM a mené une vérification environnementale diligente (la vérification diligente) des actifs de Sabrevois. Cette vérification visait à s'assurer que les actifs de Sabrevois respectent les lois et les règlements en matière d'environnement et à identifier les risques environnementaux et les responsabilités potentielles.

La vérification diligente n'a pas identifié de responsabilité environnementale potentielle associée aux activités opérationnelles actuelles ou passées du poste de livraison, de la conduite et des latérales de Sabrevois, ni aucun effet potentiel des terres environnantes, à l'exception de la présence de végétation stressée, d'une fuite d'huile hydraulique à la station de livraison de Sabrevois et, compte tenu de son âge, de la possibilité de fuite dans le bâtiment de la station de livraison de Sabrevois. Des préoccupations environnementales potentielles en lien avec des activités par tierces sur ou à proximité de l'emprise ont également été identifiés. La vérification diligente a permis d'établir que les responsabilités environnementales associées aux actifs de Sabrevois constituaient une préoccupation de faible niveau basée sur l'information existante. TQM surveillera ces zones pour identifier tout impact potentiel sur les actifs de Sabrevois, conformément aux pratiques et normes en vigueur.

TQM suit une approche systématique en matière de gestion de l'intégrité des actifs liés aux terres, eaux souterraines et eaux de surface. Celle-ci comprend des stratégies de surveillance, d'enquête, de remise en état et de gestion des risques, ainsi que des directives réglementaires à appliquer pour atténuer tous les risques environnementaux relevés.

14.2 ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE ET SOCIOÉCONOMIQUE

Cette section résume les besoins et la portée de l'évaluation des effets en plus de l'approche, les constats les conclusions de celle-ci, qui se retrouvent à l'annexe 14.

Une EESE a été effectuée en vue de déterminer le potentiel et l'importance des effets susceptibles d'être causés par :

- L'acquisition et l'exploitation continue des composantes des actifs de Sabrevois
- La construction et l'exploitation de la Station de compression de Bromont
- La construction et l'exploitation de l'Interconnexion de Saint-Basile

14.3 BESOINS RELATIFS À L'ÉVALUATION DES EFFETS

Compte tenu de la longueur de la conduite et des latérales de Sabrevois et étant donné que les actifs seront transférés d'une juridiction provinciale à une fédérale, un CUP est requis en vertu de l'article 52 de la *Loi sur l'ONE*.

Cependant, ni l'achat des actifs de Sabrevois ni la construction de la Station de compression de Bromont et de l'Interconnexion de Saint-Basile ne sont considérés comme des projets désignés en vertu du *Règlement désignant les activités concrètes* (LCEE (2012)). Ainsi, le Projet n'enclenche pas une étude environnementale au sens de la LCEE (2012). Étant donné que le *Guide de dépôt de l'ONE* (2017) exige une étude des effets environnementaux et socioéconomiques du Projet, une EESE a été élaborée.

14.4 TYPE D'ÉVALUATION DES EFFETS

L'évaluation porte sur les éléments biophysiques et socioéconomiques figurant au Tableau A-2 et au Tableau A-3 du *Guide de dépôt de l'ONE*.

14.5 PORTÉE DE L'ÉVALUATION

Conformément aux orientations fournies dans le *Guide de dépôt de l'ONE*, l'EESE présente une évaluation des effets potentiels associés aux travaux physiques, aux ouvrages et aux autres activités reliées au Projet décrits ci-après :

- L'acquisition et l'exploitation continue du poste de mesurage de Sabrevois, de la conduite de Sabrevois (environ 64 km), de sept latérales (environ 11 km) et d'infrastructures auxiliaires
- La construction et l'exploitation de la Station de compression de Bromont;
- La construction et l'exploitation de l'Interconnexion de Saint-Basile

L'EESE comporte une évaluation des effets liés aux activités de construction, de d'exploitation et d'opération, de désaffectation ou d'abandon, et aux accidents et défaillances, ainsi que des effets de l'environnement sur le Projet. L'analyse de l'EESE comprend la détermination de l'importance des effets résiduels à la suite des mesures d'atténuation et de l'importance des effets cumulatifs.

L'EESE comporte les sections suivantes:

Section 1 : Introduction

Présente le but de l'EESE, décrit la portée du Projet et de l'EESE, souligne les concordances avec les exigences du *Guide de dépôt de l'ONE* et expose les grandes lignes de l'EESE.

Section 2 : Consultation et mobilisation

Résume les activités de consultation menées en association avec l'EESE et la préparation de la demande, y compris les activités de consultation des agences gouvernementales fédérales, provinciales et municipales, les propriétaires fonciers et les autres parties prenantes concernées.

Section 3 : Description du Projet

Décrit l'objectif du Projet, l'emplacement, les alternatives, les composantes et les phases du Projet.

Section 4 : Aperçu des conditions de base

Décrit les conditions environnementales et socioéconomiques existantes pour l'achat des actifs de Sabrevois, ainsi que les empreintes de la Station de compression de Bromont et de l'Interconnexion de Saint-Basile.

Section 5 : Méthode d'évaluation

Présente la méthode adoptée pour réaliser l'EESE, y compris la définition des interactions ou effets potentiels entre les éléments biophysiques et socioéconomiques et le Projet.

Section 6 : Évaluation des effets

Recense les activités ou les éléments liés au Projet susceptibles d'interagir avec les éléments biophysiques et socioéconomiques. Pour chacune des composantes de valeur identifiées, les effets environnementaux et socioéconomiques potentiels, les mesures d'atténuation et les effets résiduels prévus du Projet, en plus d'une évaluation de leur importance, et la description des effets cumulatifs prévus et de leur importance sont présentés.

Section 7 : Inspection, surveillance et suivi

Décrit les exigences en matière d'inspection, de surveillance et de suivi associées au Projet.

Section 8 : Accidents et défaillances

Décrit les effets potentiels des accidents et des défaillances sur l'environnement pendant la construction, et causé par l'exploitation et l'entretien du Projet, en plus des mesures visant à éviter ou à atténuer ces effets.

Section 9 : Résumé

Énonce les conclusions relatives à l'importance des effets environnementaux et socioéconomiques résiduels et cumulatifs prévus associés au Projet.

14.6 LES PRINCIPALES CONCLUSIONS

Selon les conclusions de l'EESE pour le Projet, les effets environnementaux et socioéconomiques résiduels découlant des phases de construction et d'exploitation du Projet sont prévus être non-importants. Aucun effet cumulatif significatif n'est anticipé. Les effets négatifs potentiels sur l'environnement sont prévus d'être atténués efficacement grâce aux mesures de protection décrites dans le PPE développé pour le Projet.

14.7 PLAN DE PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Le PPE développé pour le Projet est présenté à l'annexe A de l'EESE et décrit les mesures d'atténuation des effets environnementaux et les engagements de TQM, de ses entrepreneurs et de ses sous-traitants en vue d'éviter ou de mitiger les effets potentiels. Le PPE comporte à la fois des mesures de protection environnementale générales et propres au site qui ont été développées en se basant sur l'expérience des projets passés, les meilleures pratiques de gestion actuelles de l'industrie et des commentaires de la consultation. Plus précisément, le PPE :

- Énonce les mesures de protection de l'environnement associées aux activités de construction
- Fournit des instructions pour mener les activités d'intégration, de construction et d'exploitation visant à réduire les effets négatifs sur l'environnement
- Sert d'ouvrage de référence pour l'équipe et le personnel aux opérations en vue d'appuyer la prise de décision et de fournir des liens vers de l'information plus détaillée

14.8 ENGAGEMENT

TQM accepte les conclusions de l'EESE et s'engage à adopter les recommandations et les mesures d'atténuation figurant dans l'EESE et le PPE.

Afin de s'assurer que les mesures d'atténuation soient appliquées, TQM engagera des inspecteurs environnementaux qualifiés pour le Projet et élaborera une orientation environnementale à l'intention du personnel du Projet.

Annexe 1-1
Contrat de vente

CONTRAT DE VENTE

ENTRE :

**ÉNERGIR, S.E.C., AGISSANT PAR L'ENTREMISE DE SON COMMANDITÉ,
ÉNERGIR INC.**

– et –

**GAZODUC TRANS QUÉBEC & MARITIMES INC. À TITRE DE MANDATAIRE DE
SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZODUC TQM**

En vigueur le 21 août 2019

TABLE DES MATIÈRES

ARTICLE 1 DÉFINITIONS ET PRINCIPES D'INTERPRÉTATION.....	2
1.1 Définitions.....	2
1.2 Certaines règles d'interprétation.....	9
1.3 Intégralité du Contrat.....	10
1.4 Annexes.....	10
ARTICLE 2 QUESTIONS RÉGLEMENTAIRES.....	11
2.1 Questions réglementaires.....	11
ARTICLE 3.....	12
ACTIVITÉS PRÉALABLES À LA CLÔTURE.....	12
3.1 Enquête et Vérification diligente.....	12
3.2 Comité de travail intérimaire, Experts en la matière et questions liées au travail intérimaire.....	14
3.3 Opération et exploitation intérimaire.....	15
3.4 Désodorisation des installations.....	16
3.5 Risque de perte.....	16
3.6 Produit d'un sinistre.....	16
ARTICLE 4 TRANSFERT.....	16
4.1 Mesures prises par les Parties.....	16
4.2 Ajustements au montant du transfert.....	17
4.3 Taxes.....	18
4.4 Droits incessibles.....	18
ARTICLE 5.....	20
CONDITIONS PRÉALABLES.....	20
5.1 Conditions préalables du Vendeur.....	20
5.2 Conditions préalables de l'Acquéreur.....	21
5.3 Mesures visant à satisfaire les conditions de clôture.....	23
5.4 Conflit.....	23
5.5 Échec de l'obtention de mise en service de la station de compression de Bromont.....	24
ARTICLE 6 DÉCLARATIONS ET GARANTIES.....	24
6.1 Déclarations et garanties du Vendeur.....	24
6.2 Déclarations et garanties de l'Acquéreur.....	28
6.3 Déni de responsabilité.....	28
ARTICLE 7 INDEMNITÉ ET RESPONSABILITÉ.....	29
7.1 Période de validité.....	29
7.2 Indemnité générale.....	30
7.3 Limites.....	30
7.4 Réclamations contre le détenteur du titre.....	30

7.5	Recours exclusif/Un seul recouvrement	31
ARTICLE 8 ACTIVITÉS POSTÉRIEURES À LA CLÔTURE		31
8.1	Transition	31
8.2	Affichage.....	31
ARTICLE 9 Règlement des différends.....		31
9.1	Différends	31
9.2	Procédure d'arbitrage obligatoire	33
ARTICLE 10 GÉNÉRALITÉS.....		33
10.1	COÛTS ET DÉPENSES.....	33
10.2	Avis publics	34
10.3	Avis	34
10.4	Modification.....	35
10.5	Cession.....	35
10.6	Application.....	35
10.7	Autres assurances.....	35
10.8	Langue anglaise; copie traduite par courtoisie.....	35
10.9	Signature et délivrance.....	36

<u>Annexe</u>	<u>Description</u>
A	Actifs transférés Partie I – Conduite Partie II – Installations de conduites Partie III – Droits fonciers
B	Charges permises
C	Ajustements au montant de base du transfert
D	Reconnaissance réglementaire de TransCanada
E	Annexe – Travail interimaire
F	Certificat de clôture
G	Forme de l'Entente de pression
H	Forme de l'Entente sur les mesures et la signalisation par des tiers

LE PRÉSENT CONTRAT prend effet le 21 août 2019 (la « **Date de prise d'effet** »)

ENTRE :

ÉNERGIR, S.E.C., une société en commandite constituée en vertu des lois de la province de Québec par son commandité **ÉNERGIR INC.** (le « **Vendeur** »)

– et –

TRANS QUÉBEC & MARITIMES PIPELINE INC., une société constituée en vertu des lois fédérales du Canada, à titre de mandataire de **SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZODUC TQM** (l'« **Acquéreur** »)

PRÉAMBULE :

- A. Le Vendeur est un distributeur de gaz naturel dans la province de Québec et possède les actifs transférés;
- B. L'Acquéreur désire acquérir les actifs transférés du Vendeur aux conditions décrites dans le présent Contrat;
- C. Le Vendeur désire vendre les actifs transférés à l'Acquéreur aux conditions décrites dans le présent Contrat;
- D. La vente des actifs transférés s'inscrit dans le cadre d'un plan plus vaste consistant à renforcer le réseau TQM, y compris l'installation par l'Acquéreur d'une station de compression sur le réseau TQM et l'installation par TransCanada d'une unité de compression supplémentaire sur le réseau principal, qui interconnecte avec le réseau TQM (ci-après le « **Projet** »);
- E. Le Vendeur tirera avantage du Projet puisque celui-ci augmentera la capacité de distribution de gaz naturel en Montérégie et en Estrie, au Québec, de manière relativement rentable afin de réduire au minimum les dépenses importantes; pour ce faire, le Vendeur devra construire des installations de mesurage et de livraison à Saint-Basile-le-Grand, de même que sept (7) stations d'odorisation sur des conduites latérales qui font partie des actifs transférés (ci-après le « **Projet d'Énergir** »), et TQM devra construire une interconnexion avec le poste de livraison du Vendeur à Saint-Basile-le-Grand;
- F. Le Projet permettra également au Vendeur d'obtenir de TransCanada une pression de livraison de 7 070 kPa au poste de Waterloo afin que le Vendeur puisse satisfaire à ses besoins de distribution en Estrie;
- G. Gaz Métro Holding Inc., un membre du groupe du Vendeur est propriétaire à 50 % de l'Acquéreur;
- H. TransCanada est propriétaire à 50 % de l'Acquéreur.

PAR CONSÉQUENT, les Parties conviennent de ce qui suit :

– 2 –

ARTICLE 1 DÉFINITIONS ET PRINCIPES D'INTERPRÉTATION

1.1 Définitions

Chaque fois qu'ils sont utilisés dans le présent Contrat, les mots et expressions qui suivent ont le sens qui leur est attribué ci-après :

« **Actifs transférés** » désigne collectivement les installations de conduites et les divers droits afférents, à l'exclusion du stockage en conduite;

« **Annexe – Travail interimaire** » désigne l'Annexe – Travail interimaire figurant à l'annexe E ci-jointe, telle qu'elle est adoptée et modifiée de temps à autre par les Parties;

« **Approbatons réglementaires pour l'ajout d'une unité additionnelle C1 à la Station 802** » a le sens qui lui est attribué à la section 2.1c);

« **Approbatons réglementaires pour la station de compression** » a le sens qui lui est attribué à la section 2.1b);

« **Approbatons réglementaires** » désigne les consentements, renonciations, approbations, certificats, licences, ordonnances et autorisations (ou enregistrements, déclarations ou dépôts) gouvernementaux ou réglementaires (y compris les bourses ou les commissions des valeurs mobilières) des autorités gouvernementales, y compris les approbations énumérées à la section 2.1;

« **Autorité gouvernementale** » désigne un gouvernement, une autorité de réglementation (y compris les organismes de réglementation des valeurs mobilières), un ministère, un organisme, une commission, un bureau, un représentant, un ministre, une société d'État, une cour, un office, un tribunal, un groupe spécial ou un organisme de règlement des différends ou une entité chargée de la loi, des règles ou de la réglementation :

- a. ayant ou prétendant avoir compétence au nom d'un pays, d'une province, d'un État ou d'une autre subdivision géographique ou politique de ceux-ci;
- b. exerçant ou ayant le pouvoir d'exercer ou prétendant exercer un pouvoir administratif, exécutif, judiciaire, législatif, politique, réglementaire ou fiscal;

« **Avis** » a le sens qui lui est attribué à la section 10.3;

« **Cabinet d'experts-comptables** » désigne un cabinet de comptables professionnels agréés reconnu à l'échelle nationale qui peut être choisi par les Parties;

« **Certificats de clôture** » désigne les certificats signés par le Vendeur et l'Acquéreur confirmant que la clôture a eu lieu, essentiellement sous la forme décrite à l'annexe F des présentes;

– 3 –

« **Changement défavorable important** » désigne un changement important, un événement important, un fait important ou une omission importante relativement aux actifs transférés i) dans ou touchant l'état physique (y compris les dommages importants causés par un incendie ou un autre danger), la maintenance ou l'opération et l'exploitation des actifs transférés, ii) qui a ou est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence défavorable importante sur la valeur des actifs transférés ou les responsabilités ou obligations relativement aux actifs transférés, ou iii) qui a une incidence défavorable importante sur les actifs transférés;

« **Charges** » désigne les gages, privilèges, charges, hypothèques, sûretés, baux, restrictions, accords de développement ou accords similaires, servitudes, droits de passage, options ou réclamations contraires, droits ou charges de quelque nature que ce soit;

« **Charges permises** » désigne les charges énumérées à l'annexe B;

« **Clôture** » désigne la réalisation du transfert à l'Acquéreur des actifs transférés et de leur acceptation par celui-ci à la date de clôture aux termes du présent Contrat;

« **Computershare** » désigne Société de fiducie Computershare du Canada;

« **Conduite** » désigne la partie d'un gazoduc comme l'indique la partie I de l'annexe A;

« **Connaissance du Vendeur** » ou « **Connaissance** » désigne la connaissance d'un haut dirigeant du commandité du Vendeur après la tenue d'une enquête raisonnable;

« **Contrat** » désigne le présent Contrat, y compris toutes les annexes et toutes les modifications ou mises à jour permises, et les renvois à « article », « section » ou « annexe » désignent l'article, la section ou l'annexe concernés du présent Contrat;

« **Contrat de vente définitive** » a le sens qui lui est attribué à la section 5.1i);

« **Contrats** » désigne les contrats et les accords directement liés à la construction, à la propriété ou à l'opération et l'exploitation matérielles ou la maintenance des installations de conduites;

« **Conventions d'accès** » désigne les conventions entre l'Acquéreur et le Vendeur prévoyant l'accès aux actifs transférés et aux installations de conduites interconnectées dans les limites des biens immobiliers détenus par le Vendeur;

« **Date de clôture** » désigne le premier jour ouvrable suivant la date à laquelle les conditions préalables à la clôture énoncées à l'ARTICLE 5 ont été satisfaites ou ont fait l'objet d'une renonciation expresse, ou toute autre date convenue par les Parties par écrit à laquelle la clôture aura lieu;

« **Date de prise d'effet** » a le sens qui lui est attribué à la première page du présent Contrat;

« **Date de référence** » désigne le 30 septembre 2018;

– 4 –

« **Divers droits afférents** » désigne tous les droits du Vendeur dans tous les biens, actifs et droits de toute nature et de tout genre directement liés à la construction, à la propriété, à l'opération et l'exploitation et à la maintenance des installations de conduites (sauf les installations de conduites elles-mêmes) dans la mesure nécessaire à cette construction, à cette propriété, à cette opération et exploitation et à cette maintenance, et comprend de tels droits dans ce qui suit :

- a. la documentation sur la conduite;
- b. les contrats;
- c. les droits fonciers;
- d. les licences;

« **Documentation sur la conduite** » désigne tous les documents et dossiers pertinents des installations de conduites, du Vendeur ou des membres de son groupe concernant les actifs transférés, des remises en état entreprises aux installations de conduites par le Vendeur ou les membres de son groupe, et de la conformité du Vendeur et des membres de son groupe aux lois (y compris les lois en matière d'environnement) relativement à la construction, à la maintenance et à l'opération et l'exploitation des installations de conduites du Vendeur et des membres de son groupe, y compris les données et renseignements stockés sur un support informatique ou électronique, et y compris les documents et dossiers devant être conservés en vertu des lois applicables et y compris de l'article 10.4 de la norme CSA Z662-11 ou des dispositions subséquentes et, s'il y a lieu, les documents et dossiers qui seraient inclus en vertu de l'article 56 du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* (RPT) (DORS/99-294);

« **Documents d'UDA** » désigne l'ensemble du matériel, de la documentation et des renseignements fournis par UDA au Vendeur et à l'Acquéreur concernant les actifs transférés;

« **Droits fonciers** » désigne l'ensemble des droits de propriété superficiaires, servitudes, droits de passage, droits de propriété, droits d'accès, droits d'entrée, droits d'entrée et d'accès gouvernementaux, accords de croisement, accords d'utilisation conjointe, baux de superficie, licences et autres droits superficiaires, explicites, implicites ou d'origine législative, aux termes desquels le détenteur est autorisé à posséder, occuper, utiliser les terrains ou à y accéder ou sous lesquels sont situées les installations de conduites;

« **Droits incessibles** » a le sens qui lui est attribué à la section 4.4;

« **EM** » a le sens qui lui est attribué à la section 3.2a;

« **Enquête interne fermée** » désigne l'Enquête interne fermée menée de temps à autre par le Vendeur ou l'un des membres de son groupe ou pour leur compte relativement aux installations de conduites;

– 5 –

« **Entente de signalisation** » désigne l'Entente sur les mesures et la signalisation par des tiers qui sera conclue entre l'Acquéreur et le Vendeur, essentiellement sous la forme décrite à l'annexe H des présentes;

« **Environnement** » désigne l'environnement ou l'environnement naturel au sens donné à ces termes dans les lois en matière d'environnement, dont l'air, l'eau de surface, l'eau souterraine, la surface terrestre, le sol et les couches souterraines, et « **Environnemental** » a un sens correspondant;

« **Heure de clôture** » désigne 14 h, heure de Calgary, à la date de clôture ou toute autre heure à cette date convenue par les Parties par écrit à laquelle la clôture aura lieu;

« **Hypothèque** » a le sens qui lui est attribué à l'annexe B des présentes;

« **II** » désigne l'inspection interne de la conduite effectuée par le Vendeur ou pour son compte en janvier 2019;

« **Incidence défavorable importante** » désigne un changement, un effet ou une circonstance qui, pris individuellement ou dans l'ensemble avec les autres changements, effets ou circonstances importants à l'égard desquels cette expression est utilisée dans le présent Contrat, a ou pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la valeur, la situation financière, les droits, les responsabilités ou les obligations, la maintenance ou l'opération et l'exploitation des actifs transférés, y compris un ou plusieurs des éléments suivants :

- a. les droits fonciers qui sont des droits inaccessibles, les droits fonciers considérablement déficients ou l'absence de droits fonciers raisonnablement demandés;
- b. les infractions au code de la sécurité des matériaux ou du bâtiment ou à la réglementation dans les installations de conduites;
- c. tout autre changement, événement ou fait ou toute autre omission qui pourrait raisonnablement entraîner le refus des approbations réglementaires;

à l'exclusion, toutefois, de ceux découlant de la conjoncture de l'ensemble de l'industrie ou de la conjoncture économique globale touchant l'industrie des gazoducs en général;

« **Inspections de suivi** » désigne les inspections physiques de suivi entreprises pendant une vérification diligente, y compris les fouilles de suivi, concernant les Enquêtes internes fermées, la vérification sur le plan environnemental de la phase 1, ou l'inspection interne, ou en découlant;

« **Installations de conduites** » désigne collectivement la conduite et les installations de conduites qui y sont rattachées et en font partie, comme elles sont actuellement décrites à la partie II de l'annexe A, en sa version modifiée et mise à jour par les Parties de temps à autre;

– 6 –

« **Jour ouvrable** » désigne toute journée, sauf le samedi, le dimanche ou un jour férié, où la Banque Royale du Canada à Calgary, en Alberta, est ouverte aux activités bancaires commerciales pendant les heures d'ouverture de la banque;

« **Lacunes** » désigne les réclamations ou les problèmes valables liés aux actifs transférés, y compris ceux relativement aux droits fonciers, à l'intégrité des installations de conduites, aux responsabilités environnementales, aux approbations réglementaires ou aux droits inaccessibles, dont le règlement avant la clôture est exigé par l'Acquéreur;

« **Licences** » désigne tous les certificats, permis, licences, franchises, consentements, approbations, droits, dérogations, exemptions ou autres autorisations applicables d'une autorité gouvernementale relativement à la construction, à la maintenance, à la propriété ou à l'opération et l'exploitation des actifs transférés;

« **Loi de l'impôt** » désigne la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada);

« **Loi sur la TVQ** » désigne la *Loi sur la taxe de vente du Québec* (L.R.Q. ch. T-0.1);

« **Lois** » désigne les lois, actes, règlements administratifs, règles, règlements, ordonnances, protocoles, codes, lignes directrices, traités, politiques, avis, directives, décrets, jugements, décisions ou exigences applicables, dans chaque cas d'une autorité gouvernementale;

« **Lois en matière d'environnement** » désigne les lois visant la protection de l'environnement, notamment les lois relatives au stockage, à la production, à l'utilisation, à la manipulation, à la fabrication, à la transformation, au transport, au traitement, au rejet et à la disposition des substances dangereuses;

« **LTA** » désigne la *Loi sur la taxe d'accise* (Canada);

« **Mainlevée** » a le sens qui lui est attribué à la section 4.1i);

« **Membre du groupe** » désigne, à l'égard de toute personne, toute autre personne qui, directement ou indirectement, par l'entremise d'un ou de plusieurs intermédiaires, contrôle ou est contrôlée par cette personne ou est sous contrôle commun avec elle. Les termes « contrôles », « contrôlée par » et « sous contrôle commun de » désignent la possession, directement ou indirectement, par un ou plusieurs intermédiaires, de plus de 50 % des actions avec droit de vote en circulation ou le pouvoir de diriger ou de faire diriger les politiques de gestion d'une personne, que ce soit par la propriété des actions, à titre de commandité ou de fiduciaire, par contrat ou autrement;

« **Montant de base du transfert** » désigne un montant de 405 466 \$, soit un montant correspondant à la somme de :

- a. relativement aux installations de conduites, la valeur comptable nette de 393 660 \$ à la date de référence (avant tout ajustement en vertu du présent Contrat, y compris l'annexe C);

– 7 –

- b. relativement aux divers droits afférents, la valeur comptable nette de 393 660 \$ à la date de référence (avant tout ajustement aux termes du présent Contrat, y compris l'annexe C);

« **Montant du transfert** » désigne le montant de base du transfert ajusté conformément à l'annexe C;

« **Normes préalables à la clôture des conduites** » désigne la norme CSA Z662 de l'Association canadienne de normalisation : Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz;

« **ONE** » désigne l'Office national de l'énergie et ses successeurs;

« **Partie remboursante** » a le sens qui lui est attribué à la section 7.2;

« **Partie requérante** » a le sens qui lui est attribué à la section 7.2;

« **Parties** » désigne le Vendeur et l'Acquéreur et « **Partie** » désigne l'un ou l'autre;

« **Personne** » désigne un particulier, une entreprise à propriétaire unique, une société en nom collectif, un cabinet, une entité, une association sans personnalité morale, un consortium sans personnalité morale, un organisme sans personnalité morale, une fiducie, une personne morale, une autorité gouvernementale et, lorsque le contexte l'exige, toutes les personnes qui précèdent lorsqu'elles agissent comme fiduciaire, exécuteur, administrateur ou autre représentant juridique;

« **Projet** » a le sens qui lui est attribué au paragraphe D. du préambule;

« **Projet d'Énergir** » a le sens qui lui est attribué au paragraphe E. du préambule;

« **Rapport de vérification sur le plan environnemental de la phase 1** » désigne le rapport de vérification sur le plan environnemental rédigé par Stantec Consulting Ltd. pour le compte de l'Acquéreur vers le 28 novembre 2018 relativement à la vérification sur le plan environnemental de la phase 1;

« **Réclamations** » désigne les réclamations, demandes, actions, poursuites, causes d'action, cotisations ou nouvelles cotisations, charges, jugements, dettes, passifs, frais, coûts, dommages ou pertes, éventuels ou autres, y compris les pertes de valeur, les honoraires professionnels raisonnables et tous les coûts engagés pour enquêter ou poursuivre l'une des réclamations mentionnées ci-dessus ou toute procédure relative à l'une des réclamations mentionnées ci-dessus;

« **Régie** » désigne la Régie de l'énergie du Québec et ses successeurs;

« **Rejet** » a le sens qui lui est attribué dans toute loi en matière d'environnement et comprend les rejets, déversements, fuites, pompages, émissions, vidanges, décharges, injections, fuites, lessivages, évacuations, dépôts, pulvérisations, enfouissements, abandons, incinérations, suintements, placements ou introductions;

« **Réseau principal** » désigne le réseau de conduites principal canadien détenu et opéré et exploité par TransCanada;

« **Réseau TQM** » désigne le réseau de gazoduc comprenant environ 572 km de conduite, ainsi que des installations de compression et autres, reliant le réseau principal à Saint-Lazare, à l'ouest de Montréal, jusqu'à Saint-Nicolas, sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, près de la ville de Québec. Le réseau TQM s'étend également de Lachenaie, à l'est de Montréal, à East Hereford, à la frontière du New Hampshire, et se connecte au réseau de Portland Natural Gas Transmission System;

« **Responsabilités contractuelles existantes** » désigne toutes les obligations et responsabilités afférentes aux ou découlant des contrats et licences relatifs aux installations de conduites existantes à la date de clôture ou avant cette date;

« **Responsabilités environnementales** » désigne tout dommage environnemental, toute contamination ou autre condition environnementale dont l'atténuation, la restauration ou la remise en état est exigée par les lois en matière d'environnement et qui est directement ou indirectement lié aux actifs transférés ou à leur opération et exploitation, sur le site ou hors site, et comprend toutes les réclamations qu'une partie, ses dirigeants, administrateurs, représentants, employés et agents, actuels et futurs, ou l'un d'eux, peut ultérieurement subir, engager, être responsable de ou payer en raison du dommage environnemental, de la contamination ou d'une autre condition environnementale mentionnée ci-dessus;

« **Stockage en conduite** » désigne une quantité de gaz naturel en gigajoules (GJ) contenue dans la conduite à l'heure de clôture;

« **Substances dangereuses** » désigne les polluants, les contaminants, les déchets de toute nature, les substances dangereuses, les matières dangereuses, les substances toxiques, les substances interdites, les substances dangereuses ou les marchandises dangereuses en quantités, conditions ou concentration réglementées par les lois en matière d'environnement;

« **Tarif de TQM** » désigne les conditions générales de TQM en vigueur;

« **Taxes** » désigne les taxes, droits, frais, primes, cotisations, impôts, prélèvements et autres charges similaires imposés par toute autorité gouvernementale en vertu des lois applicables, incluant les intérêts, pénalités, amendes, montants additionnels imposés par les autorités gouvernementales à cet égard, dont ceux imposés sur, mesurés par ou désignés comme revenu, recettes brutes, bénéfiques, capital, transferts, transferts fonciers, ventes, biens et services, ventes harmonisées, utilisation, ventes provinciales, valeur ajoutée, assise, timbre, retenue, entreprise, propriété, développement, occupation, toutes surtaxes et tous droits de douane, taxes d'importation et d'exportation;

« **TPS** » désigne, collectivement, la taxe sur les produits et services et la taxe de vente harmonisée imposées en vertu de la partie IX de la LTA et toute taxe sur la valeur ajoutée ou taxe multi-stades imposées en vertu des lois provinciales ou territoriales applicables, ou toute taxe de remplacement ou parallèle;

– 9 –

« **TQM** » désigne Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc., une société constituée en vertu des lois du Canada;

« **TransCanada** » désigne TransCanada PipeLines Limited;

« **TVQ** » désigne la taxe de vente du Québec imposée en vertu de la Loi sur la TVQ (ou exigée en vertu de celle-ci);

« **UDA** » désigne le Groupe Conseil UDA inc.;

« **Vérification diligente** » désigne tous les examens et toutes les enquêtes effectués par l'Acquéreur conformément à la section 3.1d) du présent Contrat.

« **Vérification sur le plan environnemental de la phase 1** » désigne la vérification diligente sur le plan environnemental de la phase 1 menée par Stantec Consulting Ltd. pour le compte de l'Acquéreur relativement aux installations de conduites;

1.2 Certaines règles d'interprétation

Dans le présent Contrat :

- a. **Aucune interprétation stricte** : Le libellé utilisé dans le présent Contrat est celui choisi par les Parties pour exprimer leur intention mutuelle, et aucune règle d'interprétation stricte ne doit être appliquée à l'encontre d'une partie.
- b. **Délais** : Les délais sont de rigueur dans l'exécution des obligations respectives des Parties.
- c. **Divisibilité** : Si, dans un territoire, une disposition du présent Contrat ou son application à une partie ou à une circonstance est restreinte, interdite ou non exécutoire, cette disposition est, quant à ce territoire, considérée comme sans effet dans la mesure de la restriction, de l'interdiction ou du caractère non exécutoire, sans invalider les autres dispositions du présent Contrat et sans toucher à la validité ou au caractère exécutoire de cette disposition dans un autre territoire ou sans toucher à son application à d'autres Parties ou circonstances.
- d. **Lois applicables** : Le présent Contrat est un contrat conclu en vertu des lois de la province de Québec, et est régi et interprété conformément à celles-ci, et les Parties reconnaissent par les présentes la compétence des tribunaux du Québec.
- e. **Monnaie** : Sauf indication contraire, toutes les mentions de sommes d'argent sont dans la monnaie ayant cours légal au Canada.
- f. **Nombre et genre** : Sauf indication contraire, les mots au singulier incluent le pluriel et vice versa, et toute référence au sexe des personnes inclut tous les genres.
- g. **Périodes** : Sauf indication contraire, les délais dans lesquels ou après lesquels un paiement doit être effectué ou un acte doit être accompli sont calculés en excluant

– 10 –

le jour où le délai commence et incluant le jour où il prend fin et en prolongeant le délai au jour ouvrable suivant si le dernier jour du délai n'est pas un jour ouvrable.

- h. **Références statutaires :** Une référence à une loi comprend tous les règlements pris en application de cette loi et, sauf indication contraire, les dispositions d'une loi ou d'un règlement qui modifient, complètent ou remplacent (en ce qui a trait à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* [Canada] sur la modification ou l'abrogation partielle ou totale) une telle loi ou un tel règlement.
- i. **Titres :** Les titres des articles, sections et annexes sont insérés dans le seul but de faciliter la consultation et n'ont aucune incidence sur l'interprétation du présent Contrat.
- j. **Y compris :** Lorsque l'expression « y compris » ou le mot « comprend » est utilisé dans le présent Contrat, on entend « y compris (ou comprend) sans s'y limiter ».

1.3 Intégralité du Contrat

Le présent Contrat et les accords et autres documents qui seront délivrés conformément au présent Contrat, constituent l'entente intégrale entre les Parties et énoncent l'ensemble des engagements, promesses, garanties, déclarations, conditions, ententes et accords entre les Parties relativement à l'objet du présent Contrat, et remplacent les accords, ententes, négociations et discussions antérieurs, verbaux ou écrits, entre les Parties relativement à l'objet du présent Contrat. Il n'existe pas d'engagements, de promesses, de garanties, de déclarations, de conditions, d'ententes ou d'autres accords, verbaux ou écrits, explicites, implicites ou accessoires, entre les Parties relativement à l'objet du présent Contrat, sauf tout ce qui est précisément énoncé dans le présent Contrat et tout document susceptible d'être délivré aux termes du présent Contrat.

1.4 Annexes

Les annexes au présent Contrat et énumérées ci-après font partie intégrante du présent Contrat :

<u>Annexe</u>	<u>Description</u>
A	Actifs transférés Partie I – Conduite Partie II – Installations de conduites Partie III – Droits fonciers
B	Charges permises
C	Ajustements au montant de base du transfert
D	Engagement réglementaire de TransCanada
E	Annexe – Travail interimaire
F	Certificat de clôture
G	Forme de l'Entente de pression
H	Forme de l'Entente sur les mesures et la signalisation par des tiers

ARTICLE 2 QUESTIONS RÉGLEMENTAIRES

2.1 Questions réglementaires

a. **Approbations réglementaires :** Le Vendeur et l'Acquéreur déploient chacun des efforts commerciaux raisonnables pour obtenir, ou faire en sorte d'obtenir, les approbations réglementaires qu'ils jugent nécessaires (en agissant raisonnablement) pour leur permettre de réaliser le transfert des actifs transférés comme prévu dans le présent Contrat, y compris :

- i. une demande qui sera déposée par l'Acquéreur à l'ONE en vertu de l'article 74 (1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada) ou d'une disposition subséquente autorisant l'Acquéreur à acheter les actifs transférés;
- ii. une demande qui sera déposée en vertu de l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada) ou d'une disposition subséquente par l'Acquéreur visant à obtenir un certificat d'utilité publique autorisant l'Acquéreur à opérer et exploiter les actifs transférés et lui accordant l'autorisation de mettre en service les actifs transférés en vertu de l'article 47 de la *Loi*;
- iii. une demande qui sera déposée par le Vendeur à la Régie en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* qui comprendra également le Projet d'Énergir,

étant entendu que rien dans les présentes n'oblige une partie ou l'autre à interjeter appel ou à demander une révision d'une décision de toute autorité gouvernementale qui a pour effet de refuser une telle approbation réglementaire ou de l'accorder à des conditions non satisfaisantes pour l'une ou l'autre des Parties à sa seule discrétion.

b. **Approbations réglementaires pour la station de compression de Bromont et droits afférents :** L'Acquéreur doit déployer les efforts commerciaux raisonnables pour obtenir, ou faire en sorte d'obtenir, les approbations réglementaires qu'il juge nécessaires (en agissant raisonnablement) pour lui permettre de construire et d'opérer et exploiter une station de compression sur le réseau TQM (les « **Approbations réglementaires pour la station de compression** ») et d'acquérir et de conserver les droits fonciers afférents et les droits d'accès afférents; étant entendu que rien dans les présentes n'oblige l'Acquéreur à interjeter appel ou à demander une révision d'une décision de toute autorité gouvernementale qui a pour effet de refuser une telle approbation réglementaire ou de l'accorder à des conditions non satisfaisantes pour l'Acquéreur à sa seule discrétion.

– 12 –

- c. **Approbations réglementaires pour l'unité additionnelle à la Station 802 :** TransCanada s'est engagée en faveur des Parties à déployer des efforts commerciaux raisonnables pour obtenir les approbations réglementaires nécessaires lui permettant de construire et d'opérer et exploiter une unité additionnelle de compression sur le réseau principal (les « **Approbations réglementaires pour l'unité additionnelle à la Station 802** »).
- d. **Défaut ou rejet de l'approbation réglementaire :** Si le Vendeur ou l'Acquéreur reçoit une décision définitive d'une autorité gouvernementale qui a pour effet de refuser une approbation réglementaire prévue par la section 2.1a) ou b), ou de l'accorder à des conditions non satisfaisantes pour la Partie à sa seule discrétion, celle-ci fournira sans délai un avis à l'autre Partie de la situation. TransCanada a fourni à l'Acquéreur une confirmation selon laquelle si elle reçoit une décision finale d'une autorité gouvernementale qui a pour effet de refuser une approbation réglementaire prévue à la section 2.1c), ou de l'accorder à des conditions non satisfaisantes pour TransCanada à sa seule discrétion, celle-ci fournira sans délai un avis à l'Acquéreur et au Vendeur de la situation, étant entendu que rien dans les présentes n'oblige TransCanada à interjeter appel ou à demander une révision d'une décision de toute autorité gouvernementale qui a pour effet de refuser une telle approbation réglementaire ou de l'accorder à des conditions non satisfaisantes pour elle à sa seule discrétion. Chaque Partie soutient activement l'autre Partie et TransCanada dans le cadre de l'obtention des approbations réglementaires applicables.

ARTICLE 3

ACTIVITÉS PRÉALABLES À LA CLÔTURE

3.1 Enquête et Vérification diligente

- a. **Accès :** Dès que possible et en tout temps raisonnable avant la date de clôture moyennant un préavis raisonnable, le Vendeur fournira ou procurera à l'Acquéreur et aux membres de son groupe et à leurs représentants, un accès raisonnable aux installations de conduites et aux livres et registres pendant les heures normales d'ouverture pour permettre à l'Acquéreur de mener la Vérification diligente avec diligence.
- b. **Documentation sur la conduite :** L'Acquéreur demande par les présentes au Vendeur des copies de toute la documentation sur la conduite, y compris les documents qui sont mentionnés dans l'Annexe – Travail interimaire (par souci de clarté, incluant également les Enquêtes internes fermées, les documents d'UDA, les droits fonciers, la vérification sur le plan environnemental de la phase 1, les avis d'infraction importants ou les autres violations importantes aux permis délivrés par les autorités gouvernementales, ainsi que l'II et les inspections de suivi et la documentation relative aux actifs transférés qui doit être conservée aux termes de la législation applicable ou qui est exigée par les autorités gouvernementales). Le Vendeur doit fournir ces documents, ainsi que toute la documentation existante

– 13 –

importante sur la conduite existant après la date des présentes et signer toutes les autorisations, tous les consentements et toutes les autres permissions qui sont raisonnablement exigés pour permettre à l'Acquéreur d'effectuer les enquêtes de Vérification diligente de tierces parties, y compris les registres maintenus par toutes autorités gouvernementales.

- c. **Confidentialité :** Nonobstant ce qui précède, le Vendeur n'est pas obligé de communiquer des renseignements, des dossiers, des fichiers ou d'autres données à l'Acquéreur lorsque cela est interdit par les lois ou d'autres clauses ou obligations de confidentialité applicables conclues de bonne foi en vigueur avant la Date de prise d'effet dès lors que le Vendeur a a) transmis à l'Acquéreur les détails de ces clauses de confidentialité et b) déployé des efforts raisonnables sur le plan commercial pour obtenir un assouplissement ou la suppression de ces clauses ou obligations de confidentialité afin d'en permettre la divulgation.

- d. **Inspections, études et essais :** Les Parties doivent collaborer pour planifier toutes les inspections et les essais énumérés à l'Annexe – Travail interimaire et exigés par l'Acquéreur pour effectuer la Vérification diligente. L'Acquéreur doit, dès que possible, effectuer la Vérification diligente et, sauf en ce qui concerne une enquête plus approfondie découlant de lacunes constatées au cours du processus de Vérification diligente ou découlant de problèmes touchant les actifs transférés après la réalisation de la Vérification diligente, déployer des efforts raisonnables pour achever, de manière substantielle, les Enquêtes internes fermées, les études d'interférence de courant alternatif et la remise en état qui en découle d'ici le 30 novembre 2020 et le reste de la Vérification diligente d'ici le 30 mars 2020. Le Vendeur doit collaborer avec l'Acquéreur et déployer des efforts raisonnables sur le plan commercial pour fournir l'accès, les renseignements et la documentation dans la mesure exigée pour mener ces autres activités. D'ici le 30 novembre 2020, en ce qui concerne les Enquêtes internes fermées, les études d'interférence de courant alternatif et la remise en état en découlant et d'ici le 30 mars 2020, en ce qui concerne le reste de la Vérification diligente, l'Acquéreur confirmera par écrit au Vendeur qu'il a achevé, de manière substantielle, la Vérification diligente prévue aux présentes, et devra présenter au Vendeur une liste détaillée des éléments n'ayant pas encore fait l'objet de la Vérification diligente à ce moment-là ainsi qu'un échéancier relatif à l'achèvement.

- e. **Lacunes :** Dans le cas où la Vérification diligente révèle des lacunes que l'Acquéreur estime raisonnablement inacceptables, l'Acquéreur devra alors informer le Vendeur de ces lacunes ou de ces conditions dès que possible avant la date de clôture anticipée. Sous réserve de l'alinéa 3.1(f), après cette notification, mais avant la date de clôture, l'Acquéreur et le Vendeur devront prendre les mesures qui suivent :
 - i. remédier aux lacunes ou aux problèmes, ou faire en sorte qu'il y soit remédié, à la satisfaction raisonnable de l'Acquéreur;

– 14 –

- ii. réduire le montant de base du transfert du coût estimé de remise en état des lacunes; ou
 - iii. conclure un autre arrangement raisonnablement acceptable aux deux Parties, à défaut de quoi, les dispositions de l'**Error! Reference source not found.** s'appliqueront.
- f. **Changement défavorable important** : Nonobstant toute disposition du présent paragraphe 3.1, dans le cas où aucune des conditions des sous-alinéas 3.1^e)i), ii) ou iii) ne sont satisfaites ou dans le cas où les frais associés à la correction des lacunes à la satisfaction raisonnable de l'Acquéreur dépassent le montant de base du transfert, ces lacunes constitueront alors un changement défavorable important, sauf si l'Acquéreur y renonce expressément par écrit.

3.2 **Comité de travail intérimaire, Experts en la matière et questions liées au travail intérimaire**

- a. L'Acquéreur et le Vendeur ont nommé ou doivent nommer, par Avis à l'autre Partie, à la Date de prise d'effet, un représentant ou un ou plusieurs représentants suppléants en vue de siéger au Comité de travail intérimaire selon ce qu'établit l'Annexe – Travail interimaire (le « **Comité de travail intérimaire** ») pour prévoir l'examen général, l'approbation, la surveillance et la gestion des activités menées par leurs experts respectifs en la matière (« **EM** ») relativement à la Vérification diligente stipulée à l'Annexe – Travail interimaire. Les appendices de l'Annexe – Travail interimaire doivent correspondre à ce qui a été convenu par écrit entre les Parties. Chaque Partie doit nommer son ou ses EM respectifs aux fins de l'Annexe – Travail interimaire moyennant la remise d'un Avis à l'autre Partie à la Date de prise d'effet et doit veiller à ce que son ou ses EM facilitent la Vérification diligente par l'Acquéreur, préparent les plans qui seront présentés au Comité de travail intérimaire en vue de leur approbation afin d'atténuer, selon le cas, les lacunes potentielles, élaborent et approuvent les documents de transfert appropriés permettant au Vendeur de transférer des titres juridiques valides à l'égard des actifs transférés à l'Acquéreur et confirment et maintiennent la validité des droits fonciers. Dans la mesure où l'atténuation des lacunes exige raisonnablement de modifier la documentation sur la conduite, les Parties feront en sorte que leurs membres qui siègent sur le Comité de travail intérimaire prennent en considération ces modifications dans la mesure raisonnablement nécessaire pour donner effet à cette atténuation. Le Vendeur doit collaborer avec l'Acquéreur afin que l'Acquéreur puisse établir quels sont les droits fonciers et les lacunes qui pourraient entraîner un changement défavorable important (y compris, à l'égard des droits superficiels, des empiètements, des croisements, des passages à niveau, des baux, des accords d'utilisation et des Convention d'accès et l'Acquéreur et ce, aussitôt qu'il lui est possible de le faire. Moyennant un préavis écrit à l'autre Partie, une Partie peut de temps à autre informer ses membres qui siègent sur le Comité de travail intérimaire ou les EM des mises à jour.

– 15 –

- b. **Conventions d'accès :** Le Vendeur doit dès que possible préparer toutes les Conventions d'accès qui sont raisonnablement nécessaires pour faciliter un accès futur par l'Acquéreur aux parties des actifs transférés et des installations interconnectées qui existeront dans les limites des biens immobiliers détenus par le Vendeur (p. ex. la partie des installations de conduites et les vannes reliées aux stations de mesurage ou aux installations de mesurage). L'Acquéreur et le Vendeur doivent dès que possible et dans tous les cas, avant la date de clôture, négocier les formes définitives des Conventions d'accès et doivent avoir signé et délivré toutes ces Conventions d'accès à l'heure de clôture.

3.3 Opération et exploitation intérimaire

- (a) Au cours de la période entre la Date de prise d'effet et l'heure de clôture, le Vendeur doit prendre les mesures qui suivent :

1. **Documentation sur la conduite :** Dès que possible, fournir à l'Acquéreur des copies de la documentation sur la conduite sur demande raisonnable de l'Acquéreur de temps à autre et collaborer avec l'Acquéreur pour établir un répertoire indexé accessible de la documentation sur la conduite et un protocole de transfert pour transférer des copies ou des originaux de la documentation sur la conduite à l'Acquéreur;
2. **Exercice des activités dans le cours normal :** Sauf disposition contraire prévue au présent Contrat, exploiter et maintenir les installations de conduites dans le cours normal, conformément aux pratiques passées;
3. **Maintien de l'assurance :** Maintenir en vigueur toutes les polices d'assurance possédées par le Vendeur relativement aux actifs transférés;
4. **Maintien de la conduite conformément aux normes préalables à la clôture des conduites :** Maintenir l'intégrité de la conduite selon les normes préalables à la clôture des conduites à une pression manométrique maximale de service de 7 070 kPa, et fournir rapidement à l'Acquéreur tous les détails des documents sur la conduite concernant les normes d'intégrité et collaborer avec l'Acquéreur pour déterminer les occasions d'améliorer l'intégrité en ce qui concerne les normes d'exploitation de l'Acquéreur;
5. **Changement défavorable important :** Donner rapidement un Avis à l'Acquéreur de tout changement défavorable important en ce qui concerne les actifs transférés.

- (b) Le Vendeur ne doit pas, sans le consentement écrit préalable de l'Acquéreur, ce consentement ne devant pas être retenu de manière déraisonnable de quelque façon, grever d'une charge ou aliéner son intérêt dans les actifs transférés sauf les charges permises, souscrire à des obligations relativement aux actifs transférés dont

– 16 –

l'Acquéreur pourrait devenir responsable dans un cours autre que le cours normal, de manière conforme aux pratiques passées, ou de quelque façon importante nuire à la manière dont les actifs transférés sont exploités ou maintenus, ou qui pourrait nuire de façon importante aux actifs transférés. Le Vendeur ne doit également pas prendre de mesure qui rendrait les déclarations ou les garanties du Vendeur contenues au présent Contrat sensiblement fausses ou inexactes à l'heure de la clôture ou qui ferait qu'une des conditions établies au présent Contrat ne soit pas sensiblement satisfaite.

3.4 Désodorisation des installations

Le Vendeur doit, d'une façon convenue par les Parties, aux frais et dépenses du Vendeur, préalablement à la clôture, mais après la date de satisfaction ou de renonciation aux conditions préalables établies à l'ARTICLE 5, prendre ou faire prendre les mesures nécessaires pour déménager ou veiller au remplacement des installations d'odorisation de la conduite aux installations de conduites conservées par le Vendeur.

3.5 Risque de perte

En tout temps avant la clôture, le Vendeur demeurera responsable des actifs transférés, de l'entretien et de l'exploitation de ceux-ci et du risque de perte associé.

3.6 Produit d'un sinistre

Environ dix (10) jours avant la clôture anticipée, le Vendeur doit s'assurer que tous les montants et produits (y compris, les montants reçus à titre de règlement d'une réclamation) relatifs à un sinistre, aux dommages aux biens ou à une autre police d'assurance maintenue par le Vendeur ou pour son compte relativement aux actifs transférés (collectivement, le « **produit d'un sinistre** ») payés ou payables au Vendeur relativement aux actifs transférés à l'égard des pertes ou dommages aux actifs transférés survenant avant l'heure de clôture sont détenus en fidéicommiss en attendant la confirmation des Parties sur la question de savoir si ce produit doit être versé à l'Acquéreur ou au Vendeur.

ARTICLE 4 TRANSFERT

4.1 Mesures prises par les Parties

Sous réserve des dispositions du présent Contrat, les mesures qui suivent doivent être prises à la date de clôture et à l'heure de clôture :

- a. **Transfert des actifs transférés :** Le Vendeur doit vendre, transférer ou céder (selon le cas) à l'Acquéreur, et l'Acquéreur doit acheter les actifs transférés ou accepter la cession (selon le cas) des actifs transférés;
- b. **En l'état :** L'Acquéreur accepte d'acheter les actifs transférés à ses propres risques, sans autre garantie légale ou contractuelle que celles qui sont énumérées à l'article 6.

– 17 –

- c. **Paiement du montant du transfert :** L'Acquéreur doit payer au Vendeur le montant du transfert au moyen d'un virement télégraphique de fonds immédiatement disponibles dans un compte désigné par écrit par le Vendeur;
- d. **Transfert et livraison des actifs transférés :** Le Vendeur doit signer et délivrer à l'Acquéreur tous les actes de cession ou de transfert, tous les actes instrumentaires, toutes les assurances, tous les consentements et tous les autres documents raisonnablement nécessaires pour effectivement transférer les actifs transférés à l'Acquéreur; le Vendeur doit remettre la partie des actifs transférés francs et quittes de toutes charges (à part les charges permises) à l'Acquéreur;
- e. **Documentation sur la conduite :** Le Vendeur doit délivrer à l'Acquéreur des copies de toute la documentation sur la conduite relativement aux actifs transférés en la possession du Vendeur ou autrement nécessaire à l'égard de l'entretien et de l'opération et l'exploitation des installations de conduite que le Vendeur peut en toute légalité fournir à l'Acquéreur [dans la mesure où une telle documentation sur la conduite n'a pas déjà été délivrée par le Vendeur à l'Acquéreur conformément à la disposition 3.3a)(1) ou n'est pas autrement déjà en la possession de l'Acquéreur];
- f. **Entente sur les mesures et la signalisation par des tiers et Conventions d'accès :** Le Vendeur et l'Acquéreur doivent avoir signé et délivré toutes les ententes pertinentes relatives à l'opération et l'exploitation des actifs transférés comme les Ententes sur les mesures et la signalisation par des tiers et les Conventions d'accès. Toutes les ententes et conventions qui précèdent doivent être en vigueur;
- g. **Autres documents :** Le Vendeur et l'Acquéreur doivent délivrer les autres documents qui sont raisonnablement nécessaires pour réaliser les opérations prévues au présent Contrat;
- h. **Stockage en conduite :** L'Acquéreur doit prendre des dispositions satisfaisantes à l'égard du remplacement du stockage en conduite;
- i. **Division des fiches immobilières et mainlevée de l'hypothèque :** En intervenant au Contrat de vente définitive, Computershare devra 1) le cas échéant, consentir à la division des fiches immobilières enregistrées à l'égard des actifs transférés et 2) délivrer une mainlevée totale de l'hypothèque pour la libérer dans la mesure où les actifs transférés sont concernés (la « **Mainlevée** ») et le Vendeur et l'Acquéreur devront avoir pris toutes les mesures raisonnablement exigées pour donner effet à ce qui précède.

4.2 Ajustements au montant du transfert

Le montant de base du transfert doit être ajusté de la façon décrite à l'annexe C et doit être ajusté à l'heure de clôture de la façon décrite au paragraphe 3 de l'annexe C.

4.3 Taxes

- a. Toutes les taxes et les charges, ainsi que tous les frais (y compris les frais d'enregistrement), le cas échéant (mis à part la TPS et la TVQ), payables relativement au transfert des actifs transférés à l'Acquéreur de la façon décrite au présent Contrat ou à l'enregistrement de titre à l'égard des actifs transférés accessoire à un tel transfert doivent être assumés par l'Acquéreur. L'Acquéreur, ou dans le cas où la perception et le versement par le Vendeur sont exigés par la loi, le Vendeur, doit directement verser à l'autorité gouvernementale concernée ces taxes, frais et charges payables par lui conformément à la législation et, à la demande raisonnable de l'Acquéreur, fournir une preuve de ce paiement. Plus précisément, il est par les présentes reconnu que les frais de perception et de versement par le Vendeur exigés par la loi et remis conformément au présent alinéa 4.3a doivent être assumés par l'Acquéreur.
- b. Il incombera à l'Acquéreur de payer au Vendeur un montant égal à la TPS et à la TVQ relativement à l'acquisition et à la vente des actifs transférés aux termes du présent Contrat. Dans la mesure permise par le paragraphe 221(2) de la LTA et l'article 423 de la Loi sur la TVQ et des dispositions équivalentes ou correspondantes de toute loi applicable, l'Acquéreur doit calculer et verser directement la TPS et la TVQ payables à l'autorité gouvernementale appropriée [compte tenu des dispositions du paragraphe 228(6) de la LTA et de l'article 441 de la Loi sur la TVQ] relativement au transfert des droits fonciers. L'Acquéreur doit préparer et produire une ou plusieurs déclarations conformément aux exigences du paragraphe 228(4) de la LTA et de l'article 438 de la Loi sur la TVQ et des dispositions équivalentes ou correspondantes de toute loi applicable.
- c. La TPS et la TVQ payables relativement à des biens meubles non couverts par l'alinéa 4.3b) ci-dessus doivent être assumées par l'Acquéreur. Le Vendeur doit présenter une facture à l'Acquéreur à l'égard de ces biens meubles comportant des lignes distinctes pour la TPS et la TVQ, les numéros d'inscription des taxes et les autres renseignements exigés pour permettre à l'Acquéreur de verser correctement la TPS et la TVQ. L'Acquéreur doit verser au Vendeur une somme égale à la TPS et la TVQ payables relativement aux biens meubles.
- d. Dans la mesure où des ententes auxiliaires devant être délivrées relativement au présent Contrat exigent le paiement de la TPS ou de la TVQ par l'Acquéreur ou une autocotisation par l'Acquéreur, les Parties doivent collaborer dans la mesure raisonnablement nécessaire et doivent prendre toute autre mesure raisonnablement exigée pour permettre l'exécution de ces versements de TPS ou de TVQ et de tous dépôts et inscriptions connexes en temps voulu conformément à la législation applicable.

4.4 Droits incessibles

Aucune disposition du présent Contrat ne doit être interprétée comme un transfert ou une cession ou une obligation ou une tentative de la part du Vendeur de transférer ou de céder à l'Acquéreur

– 19 –

toute partie des actifs transférés, y compris un contrat, une licence, un bail, une entente, un engagement ou un titre qui du point de vue du droit ou aux termes de tout contrat, licence, bail, entente, titre ou engagement, i) ne peut être transféré ou cédé ou ii) ne peut être transféré ou cédé sans préavis, approbation ou consentement de son émetteur, de l'autre Partie ou des Parties aux présentes, ou toute autre Partie qui a le droit de recevoir un préavis ou d'approuver ou de consentir à ce transfert ou à cette cession, sans tout d'abord donner un tel préavis ou obtenir une telle approbation ou un tel consentement (collectivement, les « **Droits incessibles** »). En ce qui concerne ces Droits incessibles, le Vendeur doit respecter ce qui suit :

- a. dès que possible, et dans tous les cas pas moins de 365 jours avant la date de clôture (ou toute autre date acceptée par écrit par l'Acquéreur), divulguer tous les Droits incessibles à l'Acquéreur;
- b. donner un préavis à l'autre Partie ou aux autres Parties aux contrats, licences, baux, ententes, engagements ou titres ou à toute autre Partie qui a le droit de recevoir un préavis du transfert ou de la cession des actifs transférés, si nécessaire, relativement au transfert ou à la cession des actifs transférés aux termes des présentes avant d'effectuer le transfert ou la cession envisagé au présent Contrat;
- c. déployer des efforts raisonnables sur le plan commercial pour obtenir les approbations et les consentements nécessaires pour assurer les transferts et les cessions envisagés au présent Contrat, en collaboration avec l'Acquéreur, s'il y a lieu;
- d. collaborer avec l'Acquéreur à l'égard des arrangements raisonnables conçus pour donner les avantages de ces Droits incessibles à l'Acquéreur, y compris détenir de ces Droits incessibles en fiducie pour l'Acquéreur ou agir à titre de mandataire pour l'Acquéreur;
- e. faire valoir les droits du Vendeur découlant de ces Droits incessibles;
- f. prendre toutes les mesures et exécuter ou faire en sorte que soient exécutées toute les mesures à la demande de l'Acquéreur qui sont raisonnablement nécessaires afin que la valeur des Droits incessibles soit conservée et profite à l'Acquéreur.

L'Acquéreur indemniser le Vendeur à l'égard de toutes les réclamations soumises, imposées ou alléguées contre le Vendeur en raison du fait que le Vendeur détient en fiducie des Droits incessibles pour l'Acquéreur ou prend toute mesure ou fasse en sorte que toute mesure soit prise sur instructions de l'Acquéreur au titre du présent article dans chaque cas sauf dans la mesure où l'origine de ces réclamations découle de la négligence ou de la faute intentionnelle du Vendeur. Aucune disposition du présent article n'est réputée constituer une entente en vue d'exclure des Droits incessibles des actifs transférés. La présente indemnité n'est pas assujettie aux limites établies à l'ARTICLE 7.

ARTICLE 5

CONDITIONS PRÉALABLES

5.1 Conditions préalables du Vendeur

L'obligation du Vendeur de conclure la vente des actifs transférés à la date de clôture aux termes du présent Contrat est assujettie à la satisfaction ou au respect, à ou avant l'heure de clôture, de chacune des conditions préalables qui suivent (chacune d'elles étant reconnue comme ayant été intégrée à l'avantage exclusif du Vendeur et comme pouvant être levée en totalité ou en partie) :

- a. **Véracité et exactitude des représentations :** Toutes les déclarations et garanties faites et accordées par l'Acquéreur aux termes du présent Contrat doivent être véridiques et exactes à tous égards importants à l'heure de clôture et avoir le même effet que si elles avaient été faites ou accordées à ou à partir de l'heure de clôture. Le Vendeur doit également avoir reçu un certificat d'un haut dirigeant de l'Acquéreur confirmant la véracité et l'exactitude de ces déclarations et garanties.
- b. **Exécution des obligations :** L'Acquéreur doit avoir exécuté ou respecté, à tous égards importants, toutes ses obligations, tous ses engagements et tous ses consentements aux termes du présent Contrat.
- c. **Approbatons réglementaires :** Toutes les approbatons réglementaires importantes envisagées au paragraphe 2.1 doivent avoir été obtenues avant l'heure de clôture et satisfaire le Vendeur, à sa discrétion exclusive, sur le plan de la forme et du fond et des conditions.
- d. **Réception des documents de clôture :** Le Vendeur doit avoir reçu des copies de tous les documents ou toute autre preuve qu'il peut raisonnablement demander afin d'établir la réalisation des opérations envisagées au présent Contrat.
- e. **Absence de poursuite :** L'une ou l'autre des Parties ne peut faire l'objet d'une injonction ou d'une ordonnance de protection, d'une réclamation en cours ou éventuelle ou d'une procédure judiciaire ou administrative d'une autorité gouvernementale, aux fins d'enjoindre ou d'empêcher la réalisation des opérations envisagées au présent Contrat ou revendiquant de toute autre manière que le présent Contrat ou la réalisation de ces opérations est inapproprié ou donnerait lieu à un recours sous le régime d'une loi.
- f. **Absence de changement défavorable important :** À l'heure de clôture, aucun changement défavorable important ne doit exister et se poursuivre.
- g. **Entente de pression :** À l'heure de clôture, une entente de pression en la forme jointe à titre d'annexe G selon laquelle TransCanada fournit une pression de 7 070 kPa à la Station de Waterloo sera conclue entre TransCanada et le Vendeur sauf dispositions contraires convenues par les Parties.

– 21 –

- h. **Livraison d'une unité de compression sur le site de la station de compression de Bromont :** À l'heure de clôture, les unités de compression pour le site de la station de compression de Bromont devront avoir été livrées sur le site de la station de compression de Bromont.
- i. **Contrat de vente définitive :** Un Contrat de vente définitive (le « **Contrat de vente définitive** ») auquel intervient Computershare, 1) si nécessaire, pour consentir à la division des fiches immobilières enregistrées à l'égard des actifs transférés en se fondant sur les renseignements (référence géodésique) préalablement fournis par le Vendeur et 2) pour accorder la Mainlevée, aura été préparé au moins trente (30) jours avant la clôture et présenté en vue de son examen et de son approbation par le Vendeur et Computershare.

À la date de clôture, si l'une ou l'autre des conditions préalables au paragraphe 5.1 n'a pas été satisfaite (ou si le Vendeur a des raisons de croire que l'une ou l'autre de ces conditions ne sera pas satisfaite à la date de clôture), le Vendeur peut résilier le présent Contrat moyennant la remise d'un Avis à l'Acquéreur auquel cas, sous réserve des dispositions relatives à la validité établies au paragraphe 7.1, les Parties sont dégagées de toutes obligations prévues au présent Contrat (sauf l'obligation de payer les frais et dépenses engagés jusqu'à la date de résiliation qui sont attribués à une Partie dans l'Annexe – Travail interimaire et sans mettre fin aux obligations prévues dans toutes autres ententes entre les Parties). Toutefois, le Vendeur peut renoncer au respect en totalité ou en partie de toute condition, si bon lui semble, sous réserve de son droit de résiliation en cas de non-respect de toute autre condition.

5.2 Conditions préalables de l'Acquéreur

L'obligation de l'Acquéreur de conclure l'achat des actifs transférés à la date de clôture aux termes du présent Contrat est assujettie à la satisfaction ou au respect, à ou avant l'heure de clôture, de chacune des conditions préalables qui suivent (chacune d'elles étant reconnue comme ayant été intégrée à l'avantage exclusif de l'Acquéreur et comme pouvant être levée en totalité ou en partie) :

- a. **Véracité et exactitude des représentations :** Sauf en cas de survenance de problèmes ou d'événements qui découlent du respect par le Vendeur des dispositions du présent Contrat, toutes les déclarations et les garanties faites et accordées par le Vendeur aux termes du présent Contrat doivent être véridiques et exactes à tous égards importants à l'heure de clôture et avoir le même effet que si elles avaient été faites ou accordées à ou à partir de l'heure de clôture. L'Acquéreur doit également avoir reçu un certificat d'un haut dirigeant du Vendeur confirmant la véracité et l'exactitude de ces déclarations et garanties.
- b. **Exécution des obligations :** Le Vendeur doit avoir exécuté ou respecté, à tous égards importants, toutes ses obligations, tous ses engagements et tous ses consentements aux termes du présent Contrat.
- c. **Approbatons réglementaires :** Toutes les approbatons réglementaires importantes envisagées au paragraphe 2.1 doivent avoir été obtenues avant l'heure

– 22 –

de clôture concernée et satisfaire l'Acquéreur, à sa discrétion exclusive, sur le plan de la forme et du fond et des conditions.

- d. **Réception des documents de clôture :** L'Acquéreur doit avoir reçu des copies de tous les documents ou toute autre preuve qu'il peut raisonnablement demander afin d'établir la réalisation des opérations envisagées au présent Contrat.
- e. **Absence de poursuite :** L'une ou l'autre des Parties ne peut faire l'objet d'une injonction ou d'une ordonnance de protection, d'une réclamation en cours ou éventuelle ou d'une procédure judiciaire ou administrative d'une autorité gouvernementale, aux fins d'enjoindre ou d'empêcher la réalisation des opérations envisagées au présent Contrat ou revendiquant de toute autre manière que le présent Contrat ou la réalisation de ces opérations est inapproprié ou donnerait lieu à un recours sous le régime d'une loi.
- f. **Absence de changement significatif défavorable :** À l'heure de clôture, aucun changement significatif défavorable ne doit exister ou se poursuivre.
- g. **Absence de charges :** L'Acquéreur doit recevoir une preuve lui étant raisonnablement satisfaisante du fait que les actifs transférés sont francs et quittes de charges importantes hormis les charges permises.
- h. **Enquête satisfaisante :** L'Acquéreur doit se voir accorder l'accès aux documents relatifs à la conduite et aux actifs transférés selon ce que prévoit l'ARTICLE 3.
- i. **Réalisation de la Vérification diligente :** La Vérification diligente doit avoir été réalisée de manière satisfaisante pour l'Acquéreur sur le plan de la forme et du fond et les lacunes constatées au cours de cette Vérification diligente doivent avoir été corrigées à la satisfaction de l'Acquéreur.
- j. **Numéros d'inscription à la TPS et à la TVQ :** L'Acquéreur doit avoir confirmé au Vendeur les numéros d'inscription à la TPS et à la TVQ en vigueur à l'heure de clôture.
- k. **Lacunes :** Toutes les dispositions doivent être prises pour résoudre les lacunes à la satisfaction de l'Acquéreur.
- l. **Assurance :** Le Vendeur doit désigner l'Acquéreur à titre de créancier prioritaire relativement aux actifs transférés, et tous les certificats d'assurance afférents doivent être en vigueur tel qu'il est démontré par un certificat d'assurance satisfaisant l'Acquéreur sur le plan de la forme et du fond.
- m. **Ententes :** Toutes les ententes importantes de croisement et d'utilisation des routes avec des tiers et toutes les Conventions d'accès satisfaisant l'Acquéreur sur le plan de la forme et du fond doivent avoir été signées et transmises et être en vigueur.
- n. **Droits fonciers suffisants et adéquation des droits.** Les droits fonciers et tous les autres droits, y compris les droits prévus aux termes des Conventions d'accès,

doivent satisfaire l'Acquéreur et toutes les lacunes doivent également avoir été corrigées pour que l'Acquéreur ait accès aux installations de conduites et puisse les opérer, les exploiter et les maintenir à tous égards importants pour renforcer le réseau TQM.

- o. **Contrat de vente définitive :** Un Contrat de vente définitif auquel Computershare est intervenue 1) pour consentir à la division des fiches immobilières enregistrées à l'égard des actifs transférés se fondant sur les renseignements (référence géodésique) préalablement fournis par le Vendeur et 2) pour accorder la Mainlevée de l'hypothèque, devra avoir été préparé au moins trente (30) jours avant la clôture et soumis à l'examen et à l'approbation de l'Acquéreur.

À la date de clôture, si l'une ou l'autre des conditions prévues au présent paragraphe 5.2 n'a pas été satisfaite (ou si l'Acquéreur a des raisons de croire que l'une ou l'autre de ces conditions ne sera pas satisfaite à la date de clôture), l'Acquéreur peut résilier le présent Contrat moyennant la remise d'un Avis au Vendeur, auquel cas, sous réserve des dispositions relatives à la validité établies au paragraphe 7.1, les Parties sont dégagées de toutes obligations prévues au présent Contrat (sauf l'obligation de payer les frais et dépenses engagés jusqu'à la date de résiliation qui sont attribués à une Partie dans l'Annexe – Travail interimaire et sans mettre fin aux obligations prévues dans toutes autres ententes entre les Parties). Toutefois, l'Acquéreur peut renoncer en totalité ou en partie au respect de toute condition si bon lui semble, sous réserve de son droit de résiliation en cas de non-respect de toute autre condition.

5.3 Mesures visant à satisfaire les conditions de clôture

Chaque Partie doit prendre les mesures relevant de son pouvoir pour contrôler et déployer des efforts raisonnables sur le plan commercial afin de veiller à ce que les autres mesures qui ne relèvent pas de son pouvoir de contrôle soient prises pour assurer le respect de chacune des conditions et de chacun des engagements décrits au présent article au profit de l'autre Partie.

5.4 Conflit

Dans la mesure où les droits peuvent être exercés par l'Acquéreur aux termes du présent Contrat, étant donné que Société de gestion Gaz Métro inc., un membre du groupe du Vendeur, est copropriétaire à 50 % de l'Acquéreur, sauf dans la mesure expressément stipulée dans le présent Contrat a) l'exercice des droits aux présentes de l'Acquéreur ou la renonciation à ces droits relativement aux alinéas 2.1a, 2.1b, 2.1d, aux paragraphes 3.1, 3.2, 3.3, 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 et 5.2, au présent paragraphe 5.4, ainsi qu'aux paragraphes 5.5, 6.2 7.2, 7.4, 8.1, 10.1, 10.3, 10.4 et 10.7 ou aux annexes ou appendices aux présentes, ne nécessite que l'approbation de TransCanada; b) les certificats ou avis d'un dirigeant demandés ou dont la remise est autorisée aux termes du présent Contrat par l'Acquéreur ne sont valides que s'ils sont signés par un ou plusieurs dirigeants de TransCanada; et c) la désignation d'une affaire en tant que Différend ou le renvoi d'un différend à l'arbitrage ou l'exécution d'une procédure au titre de l'**Error! Reference source not found.** relativement à un différend se fera entre TransCanada pour le compte de l'Acquéreur et Société de gestion Gaz Métro inc.

5.5 Échec de l'obtention de mise en service de la station de compression de Bromont

Si la mise en service de la station de compression de Bromont ne se fait pas d'ici le 1^{er} novembre 2022 ou si en tout temps avant la date de clôture l'Acquéreur apprend qu'il n'est pas raisonnable de s'attendre à ce que la mise en service de la station de compression de Bromont se fasse d'ici le 1^{er} novembre 2022 ou se fasse tout simplement, les Parties se rencontreront sans tarder par la suite et discuteront de bonne foi et dès que possible des modalités d'un retour au Vendeur par l'Acquéreur des actifs transférés selon des modalités similaires à celles des présentes, ou tout autre accord jugé acceptable par les Parties.

ARTICLE 6 DÉCLARATIONS ET GARANTIES

6.1 Déclarations et garanties du Vendeur

Le Vendeur déclare et garantit à l'Acquéreur ce qui suit :

- a. **Statut de partenariat :** Le Vendeur est une société en commandite du Québec dûment constituée en vertu des lois du Québec. Énergir inc. est le seul commandité du Vendeur.
- b. **Autorisation en bonne et due forme et caractère exécutoire des obligations :** Le Vendeur et son commandité, respectivement, ont tous les pouvoirs, l'autorité et la capacité nécessaires pour conclure le présent Contrat et s'acquitter des obligations du Vendeur aux termes du présent Contrat. La signature et la remise du présent Contrat ainsi que la réalisation des opérations prévues au présent Contrat ont été dûment autorisées par toutes les actions de partenariat et d'entreprise nécessaires de la part du Vendeur et de son commandité. Le présent Contrat et tous les documents signés et remis par le Vendeur conformément au présent Contrat constituent une obligation valide et exécutoire du Vendeur qui lui est opposable conformément aux modalités du présent Contrat et sous réserve des limites imposées par la loi.
- c. **Absence d'ententes conflictuelles :** Le Vendeur n'est pas touché par, partie, lié ou assujéti à l'un ou l'autre des documents suivants :
 - i. acte de fiducie, hypothèque, bail, accord, obligation ou instrument;
 - ii. charte ou règlement administratif;
 - iii. lois;
 - iv. autorisations gouvernementales, y compris des approbations, certificats, ordonnances, consentements, directives, avis, licences, dérogations, enregistrements ou droits similaires;

qui seraient violés ou aux termes desquels un manquement se produirait ou des charges seraient créées, ou sous réserve d'un avis ou avec le temps, à la suite de la

– 25 –

signature et de la remise du présent Contrat, ou de l'exécution d'obligations aux termes du présent Contrat ou de toute autre entente devant être conclue conformément aux modalités du présent Contrat, qui, dans un tel cas, aurait une incidence défavorable importante sur les actifs transférés ou les opérations envisagées dans le présent Contrat.

- d. **Résidence fiscale :** Le Vendeur n'est pas un non-résident du Canada aux fins de la Loi de l'impôt.
- e. **Absence de courtier :** Le Vendeur a mené toutes les négociations concernant le présent Contrat et les opérations envisagées dans le présent Contrat directement et sans aucune intervention pour son compte d'une autre Partie de manière à donner lieu à une réclamation valide pour des frais de courtage, des honoraires d'intermédiation ou d'autres paiements similaires.
- f. **Inscription à la TPS et à la TVQ :** Le Vendeur est dûment inscrit au titre de la sous-section D de la section V de la partie IX de la LTA relativement à la TPS et à la taxe de vente harmonisée (TVH) au titre de la section 1 du chapitre VII de la Loi sur la TVQ relativement à la TVQ.
- g. **Conformité aux lois applicables :** À sa connaissance, le Vendeur se conforme et s'est conformé à toutes les lois applicables concernant l'opération, l'exploitation et la maintenance des installations de conduites réglementées dans la province de Québec (le cadre réglementaire de l'ONE ne s'applique pas). Le Vendeur a été le propriétaire des installations de conduites à tout moment important. À sa connaissance, le Vendeur n'est au courant d'aucun fait indiquant que les installations de conduites n'ont pas été construites conformément aux règles et lignes directrices des organismes gouvernementaux en vigueur au moment de la construction et conformément aux bonnes pratiques de l'industrie et à la loi applicable au moment de la construction.
- h. **Approbations réglementaires :** Pour autant que le Vendeur sache, sauf pour ce qui est des approbations réglementaires demandées aux termes du paragraphe 2.1, toutes les approbations réglementaires importantes nécessaires à l'opération et l'exploitation des actifs transférés conformément aux lois applicables sont pleinement en vigueur, et le Vendeur est en conformité avec ces approbations réglementaires. Sauf pour ce qui est des approbations réglementaires demandées aux termes du paragraphe 2.1, le Vendeur n'a aucune obligation, contractuelle ou autre, de demander ou d'obtenir un consentement ou une approbation réglementaire ou de remettre un avis à une autorité gouvernementale ou à une autre personne dans le cadre de la signature, de la remise ou de l'exécution par le Vendeur du présent Contrat ou de l'exécution des opérations visées aux présentes.
- i. **Réclamations :** Pour autant que le Vendeur sache, il n'existe pas de réclamation (y compris des réclamations de privilège d'un constructeur), de procédure, d'action ou de poursuite intentée, en cours ou envisagée, ou de procédure administrative ou d'arbitrage en cours ou pour laquelle il a reçu un avis qui pourrait être déposé contre

– 26 –

les actifs transférés ou relativement à ceux-ci ou qui, si le Vendeur en était avisé, serait raisonnablement susceptible d'avoir un changement important défavorable.

- j. **Condition des actifs transférés :** Pour autant que le Vendeur sache, les actifs transférés ne font l'objet d'aucune violation en suspens ni d'aucune ordonnance ou d'aucun jugement rendu par une autorité gouvernementale et imposant une obligation de mesures correctives ou une pénalité de plus de 5 000 \$ au total.
- k. **Absence de contrat avec des tiers :** À la clôture, il n'existe aucun contrat entre le Vendeur et des tiers visant les actifs transférés.
- l. **Titre :** Le Vendeur détiendra, à la date de clôture, un titre de propriété valable et négociable sur les actifs transférés, et ses droits afférents aux actifs transférés sont libres et quittes de privilèges, d'hypothèques, de nantissements, de réclamations, d'options, de charges ou d'autres fardeaux, sauf pour ce qui est des charges permises.
- m. **Biens immobiliers détenus :** Dans la mesure où le Vendeur détient un bien immobilier, il a le droit exclusif de posséder, d'utiliser et d'occuper ce bien, et son titre de propriété en fief simple est valide, valable et négociable, libre de toutes charges, sauf les charges permises.
- n. **Biens immobiliers loués et accessoires :** Les actifs transférés ne comprennent aucun bien immobilier loué. Tous les accessoires associés à un bien immobilier détenu sont adéquats et conviennent aux fins pour lesquelles ils sont actuellement utilisés, et le Vendeur a des droits d'entrée et de sortie suffisants pour l'opération, l'exploitation et la maintenance habituelles des installations de conduites. Sauf comme il est prévu dans les charges permises, aucune conduite, aucun de ces accessoires, ni l'opération et l'exploitation ou la maintenance normales et habituelles des installations de conduites, ne contreviennent à une clause restrictive inscrite sur le titre ou énoncée dans les ententes immobilières applicables au bien immobilier ou, pour autant que le Vendeur sache, ne portent atteinte à un bien immobilier détenu par autrui.
- o. **Avis :** En ce qui concerne les biens immobiliers détenus par le Vendeur : a) le Vendeur n'a pas reçu d'avis de cotisation ou de charges ou de prélèvements de capital imposés ou proposés d'être imposés par une autorité gouvernementale ou été notifié qu'une autorité gouvernementale avait l'intention d'exiger du Vendeur qu'il paie pour les routes, les utilités publiques ou les services futurs relatifs à ces biens immobiliers ou pour toute amélioration des routes, utilités publiques ou services existants relatifs à ces biens immobiliers; b) (1) aucun de ces biens immobiliers n'a été exproprié; et (2) pour autant que le Vendeur sache, il n'existe aucune procédure d'expropriation existante ou envisagée ou toute autre procédure similaire publique ou privée touchant tout ou partie de ces biens immobiliers; c) pour autant que le Vendeur sache, il n'existe aucune entente non enregistrée touchant les droits du Vendeur afférents à ces biens immobiliers et il n'existe aucune entente non enregistrée touchant le titre du Vendeur dans ces biens

– 27 –

immobiliers, sauf en ce qui concerne les charges permises non enregistrées; d)

le Vendeur n'a reçu aucun avis écrit de violation des exigences municipales ou gouvernementales, des lois applicables concernant la conduite, les biens immobiliers ou des exigences des assureurs de la conduite; e) aucune altération, réparation, amélioration ou autre travail important n'a été commandé, dirigé ou demandé par écrit par une autorité gouvernementale à l'égard de ces biens immobiliers dont les travaux d'altération, de réparation, d'amélioration ou autre n'ont pas été effectués et, pour autant que le Vendeur sache, aucun avis écrit n'a été reçu par le Vendeur relativement à tout travail en cours commandé, dirigé ou demandé par une autorité gouvernementale autre que ceux qui ont été exécutés ou ont été par ailleurs satisfaits ou annulés; f) il y a un accès légal aux biens immobiliers par autoroutes et routes publiques; et g) actuellement, aucun réservoir de stockage n'est situé sur ces biens immobiliers ou, pour autant que le Vendeur sache, sous ces biens immobiliers, et, pour autant que le Vendeur sache, tous les réservoirs de stockage qui se trouvaient auparavant sur ces biens immobiliers ou sous ces biens immobiliers ont été enlevés conformément aux lois applicables, y compris les lois en matière d'environnement (et, au sens du présent paragraphe, « réservoirs de stockage » désigne uniquement les réservoirs de stockage qui sont ou ont été utilisés pour stocker des produits pétroliers ou des produits dérivés du pétrole ou autre produit chimique, matière, substance ou déchet dont l'utilisation ou auquel l'exposition est interdite, limitée, régie ou réglementée par une loi environnementale ou une autorité gouvernementale).

- p. **Taxes :** Toutes les taxes et cotisations relativement aux actifs transférés que le Vendeur est tenu de payer ou de percevoir et de remettre jusqu'à la date de clôture ont été dûment payées ou perçues et remises intégralement ou seront payées à échéance.
- q. **Approbations valides :** Le Vendeur détient toutes les licences, tous les permis et toutes les autorisations nécessaires en vertu de toutes les lois ou de tous les règlements applicables pour posséder, opérer et exploiter les actifs transférés et la possession, et l'opération et l'exploitation actuelles des actifs transférés ne constituent pas une violation importante des licences, permis ou autorisations.
- r. **Opération et exploitation et maintenance :** Pour autant qu'il sache, le Vendeur a, à tous égards, respecté, exécuté, observé et satisfait l'ensemble des engagements, modalités, conditions, obligations et responsabilités qui découlent ou peuvent découler des dispositions d'ententes de croisement, de permis, de licences, de certificats, de servitudes, de droits de passage, de baux, de contrats ou d'autres ententes de quelque sorte ou nature que ce soit relatifs aux actifs transférés qui auraient une incidence défavorable importante sur la valeur globale des actifs transférés. Pour autant que le Vendeur sache, les actifs transférés ont toujours été opérés, exploités et maintenus d'une manière saine et prudente conformément aux bonnes pratiques de l'industrie et à toutes les lois applicables. Le Vendeur a, à tous égards, maintenu les installations de conduites d'une manière conforme aux normes préalables à la clôture des conduites.

6.2 Déclarations et garanties de l'Acquéreur

L'Acquéreur déclare et garantit au Vendeur Ce qui suit :

- a. **Constitution et existence :** TQM est une société dûment constituée en vertu des lois du Canada. L'Acquéreur est une société en commandite constituée en vertu des lois du Québec.
- b. **Autorisation en bonne et due forme et caractère exécutoire des obligations :** L'Acquéreur a tous les pouvoirs, l'autorité et la capacité nécessaires pour conclure le présent Contrat et s'acquitter de ses obligations aux termes du présent Contrat. La signature et la remise du présent Contrat et la réalisation des opérations prévues par le présent Contrat ont été dûment autorisées par toutes les actions nécessaires aux termes du contrat de société de l'Acquéreur. Le présent Contrat constitue une obligation valide et exécutoire de l'Acquéreur qui lui est opposable conformément aux modalités du présent Contrat et sous réserve des limites imposées par la loi.
- c. **Absence d'ententes conflictuelles :** Pour autant que l'Acquéreur sache après la tenue d'une enquête raisonnable, l'Acquéreur n'est pas touché par, partie, lié ou assujetti à l'un ou l'autre des documents suivants :
 - i. acte de fiducie, hypothèque, bail, accord, obligation ou instrument;
 - ii. charte ou règlement administratif;
 - iii. lois;
 - iv. autorisations gouvernementales, y compris des approbations, certificats, ordonnances, consentements, directives, avis, licences, dérogations, enregistrements ou droits similaires;qui seraient violés ou aux termes desquels un manquement se produirait ou des charges seraient créées, ou sous réserve d'un avis ou avec le temps, par suite de la signature et de la remise ou de l'exécution d'obligations aux termes du présent Contrat, qui, dans un tel cas aurait une incidence défavorable importante sur les actifs transférés ou les opérations envisagées dans le présent Contrat.
- d. **Inscription à la TPS et à la TVQ :** L'Acquéreur est, ou sera avant la clôture, dûment inscrit au titre de la sous-section D de la section V de la partie IX de la LTA relativement à la TPS et à la TVH au titre de la section 1 du chapitre VIII de la Loi sur la TVQ.

6.3 Déni de responsabilité

- a. Aucune des Parties ne fait de déclaration ni ne donne de garantie de quelque nature que ce soit, sauf tel qu'il est expressément énoncé au présent ARTICLE 6 relativement à l'objet du présent Contrat et dans cette mesure. Sauf dans la mesure où il en est précisément question au paragraphe 6.1, chaque Partie décline toute

responsabilité, et aucune des Parties ne saurait être tenue responsable relativement à une déclaration ou à une garantie qui pourrait avoir été faite ou donnée ou présumée avoir été faite ou donnée dans un document ou un instrument relatif aux présentes ou dans une déclaration ou information faite ou communiquée de quelque manière que ce soit. Plus particulièrement, le Vendeur (sauf dans la mesure où il en est précisément question au paragraphe 6.1) ne fait aucune déclaration ni ne donne aucune garantie de quelque nature que ce soit quant à la qualité, à la pertinence, à la condition ou à la qualité marchande des actifs transférés.

- b. L'Acquéreur reconnaît que le Vendeur, sous réserve des déclarations et des garanties expresses contenues dans le paragraphe 6.1 ou dans les autres dispositions expresses du présent Contrat [y compris l'alinéa 4.1b)], vend les actifs transférés « tels quels » et « où ils se trouvent » dans l'état où les actifs transférés existeront à la date de clôture applicable; en outre, l'Acquéreur ne peut faire valoir une réclamation ou une action contre le Vendeur relativement à l'emplacement, à l'état ou à la condition de la totalité ou d'une partie des actifs transférés ou à la pertinence des actifs transférés pour l'utilisation que prévoit en faire l'Acquéreur et pour l'objet, sauf dans la mesure où il en est précisément question au paragraphe 6.1. L'Acquéreur reconnaît avoir effectué une vérification diligente avant la date de clôture et, au moment de la signature du certificat de clôture, il confirme être satisfait de la condition, de l'état et la pertinence des actifs transférés.

ARTICLE 7 INDEMNITÉ ET RESPONSABILITÉ

7.1 Période de validité

Les déclarations et garanties prévues à l'ARTICLE 6 du présent Contrat de la part de chacune des Parties demeurent en vigueur après la date de clôture pour une période de un (1) an, et les déclarations, garanties, engagements et obligations prévus aux paragraphes 3.6, 4.3, 4.4, 5.4, 5.5, ainsi qu'aux articles ARTICLE 7, ARTICLE 8, **Error! Reference source not found.**, ARTICLE 10 et dans l'Annexe – Travail interimaire et son appendice applicable demeurent en vigueur après la date de clôture pour donner effet à ces dispositions, et à la condition que les déclarations, garanties, engagements et ententes concernant les questions fiscales demeurent en vigueur pour une période de 90 jours après que l'autorité gouvernementale compétente n'a plus le droit d'évaluer le passif d'impôt à l'encontre de la Partie représentante ou de la Partie qui prend un tel engagement ou conclut un tel accord pour toute année d'imposition donnée, compte tenu notamment des renonciations accordées par cette Partie relativement à une année d'imposition.

Aucune réclamation pour caractère inexact ou violation des déclarations, garanties, engagements ou ententes prévus dans le présent Contrat ne peut être faite ou ne sera exécutoire par une Partie, que ce soit par voie judiciaire ou autrement, sauf si un avis d'une telle réclamation, avec des détails raisonnables, est remis par cette Partie à la Partie contre laquelle la réclamation est soumise avant l'expiration de la période de validité pertinente indiquée ci-dessus.

7.2 Indemnité générale

Sous réserve des paragraphes 7.1 et 7.3, chaque Partie (la « **Partie remboursante** ») doit, à l'égard de l'autre Partie (la « **Partie requérante** ») :

- a. être responsable envers la Partie requérante à l'égard de toutes les réclamations que la Partie requérante pourrait devoir subir, soutenir, payer ou encourir;
- b. sans dédoublement, indemniser et exonérer la Partie requérante à l'égard de toutes les réclamations qui pourraient être soumises ou déposées contre la Partie requérante;

par suite du ou dans le contexte du :

- c. non-respect d'un engagement ou d'une entente de la part de la Partie remboursante aux termes du présent Contrat;
- d. caractère inexact ou de la violation d'une déclaration ou d'une garantie de la Partie remboursante prévue au présent Contrat ou dans un certificat ou autre document fourni par la Partie remboursante aux termes du présent Contrat.

7.3 Limites

Les obligations de responsabilité et les droits d'indemnisation mentionnés aux paragraphes 7.2 et 7.4 sont assujettis aux limites suivantes :

- a. la Partie remboursante n'est pas responsable des dommages-intérêts spéciaux, indirects, accessoires, punitifs ou majorés; ni des pertes de profit ou de revenu (quelle qu'en soit la nature);
- b. la Partie requérante n'a aucun droit à une indemnisation relativement aux questions dont elle était au courant au moment de la clôture;
- c. l'exigence selon laquelle la Partie remboursante doit, relativement à toute réclamation soumise par une tierce personne, avoir la possibilité, à ses frais, de résister à cette réclamation, de s'en défendre et de la contester;
- d. la limite prévue au paragraphe 7.1 concernant le maintien en vigueur des déclarations, garanties, engagements et ententes.

7.4 Réclamations contre le détenteur du titre

- a. En ce qui concerne les actifs transférés pour lesquels le Vendeur a présenté la documentation de transfert au registre approprié et pris toutes les mesures nécessaires pour effectuer le transfert à l'Acquéreur, mais pour lesquels l'enregistrement du transfert à l'Acquéreur n'a pas encore été effectué ni publié, l'Acquéreur indemniserá et dégagera de toute responsabilité le Vendeur à l'égard de toutes les réclamations soumises, imposées ou alléguées contre le Vendeur après

– 31 –

l'heure de clôture si le Vendeur a été nommé uniquement comme titulaire du titre relativement aux actifs transférés.

- b. Le Vendeur indemniser et dégagera de toute responsabilité l'Acquéreur à l'égard de toutes les réclamations soumises, imposées ou alléguées contre l'Acquéreur relativement à l'hypothèque sur les actifs transférés.

7.5 Recours exclusif/Un seul recouvrement

Les obligations de responsabilité et les droits d'indemnisation énoncés au présent **Error! Reference source not found.** constituent le seul et unique recours de chaque Partie à l'égard de toute fausse représentation, de toute violation de garantie, d'engagement ou d'entente par l'autre Partie aux termes du présent Contrat. Le présent **Error! Reference source not found.** ne peut être résilié par suite d'une violation (fondamentale, par négligence ou autrement) par une Partie de ses déclarations, garanties, engagements ou ententes aux présentes; ou aux termes de tout document de clôture; ou encore par suite de la résiliation ou de l'annulation du présent Contrat par une Partie. Aucune Partie requérante n'a droit à un double recouvrement pour une réclamation aux termes du présent **Error! Reference source not found.**, même si la réclamation pourrait découler de la violation de plusieurs déclarations, garanties, engagements et ententes faits ou donnés par la Partie remboursement au présent Contrat.

ARTICLE 8 ACTIVITÉS POSTÉRIEURES À LA CLÔTURE

8.1 Transition

Pendant une période de six (6) mois après la date de clôture, le Vendeur et ses employés fourniront de l'aide sur les questions de transitions que l'Acquéreur juge raisonnablement nécessaires pour faciliter le transfert envisagé dans le présent Contrat.

8.2 Affichage

L'Acquéreur doit, dans les meilleurs délais raisonnables après la date de clôture et, dans tous les cas, au plus tard à la date exigée par l'ONE après la date de clôture, changer tout l'affichage sur les installations de conduites. Si le Vendeur reçoit des demandes de renseignements de tiers concernant les installations de conduites avant de changer l'affichage, il avise immédiatement l'Acquéreur de ces demandes.

ARTICLE 9 RÈGLEMENT DES DIFFÉRENDS

9.1 Différends

- a. Les Parties déploient des efforts raisonnables pour régler à l'amiable sur le terrain, et dans un délai raisonnable suivant leur survenance, toutes les réclamations, tous les différends ou toutes autres questions entre les Parties découlant du présent Contrat ou s'y rapportant de quelque manière que ce soit, y compris sa formation, son existence, sa validité, son interprétation, son rendement, sa violation ou sa

– 32 –

résiliation (ci-après, collectivement, les « **Différends** »). Tous les Différends seront réglés conformément au présent **Error! Reference source not found.**

- b. Si les Parties ne peuvent pas régler le Différend sur le terrain dans les dix (10) jours de la survenance du Différend, l'une ou l'autre des Parties peut renvoyer le Différend à son ou ses Membres de l'exécutif désignés (les « Membres de l'exécutif désignés ») (dans le cas de l'Acquéreur, ceux de TransCanada) sur le Comité directeur [au sens donné à ce terme au paragraphe 2.02 du Contrat de gestion de construction daté du 1^{er} janvier 2014, conclu entre l'Acquéreur, le Vendeur et TransCanada (ou du Contrat de gestion de construction subséquent, conclu entre l'Acquéreur, le Vendeur et TransCanada, alors en vigueur)] en vue de son règlement.
- c. Un Différend auquel s'applique la présente disposition doit d'abord être soumis aux Membres de l'exécutif désignés de chaque Partie habilités à régler le Différend.
- d. Une Partie qui désire soumettre un Différend aux Membres de l'exécutif désignés aux termes du présent paragraphe 9.1 doit remettre un avis écrit à l'autre Partie (un « **Avis aux membres de l'exécutif désignés** ») demandant que le Différend soit ainsi renvoyé. Dans les 10 jours suivant la remise d'un Avis de Membres de l'exécutif désignés, la Partie réceptrice doit soumettre une réponse écrite à l'autre Partie (un « **Avis de réponse** »). Un Avis aux membres de l'exécutif désignés et un Avis de réponse comprennent i) un énoncé de la position de la Partie visée et un résumé des faits et des arguments à l'appui de cette position; et ii) le nom et le titre du Membre de l'exécutif désigné qui représentera la Partie.
- e. Les Parties conviennent d'examiner en temps opportun les demandes de l'autre Partie pour obtenir les faits, les renseignements et les documents nécessaires afin de faciliter les négociations aux termes du présent paragraphe 9.1, et d'y répondre.
- f. Dans les dix (10) jours suivant la réception d'un Avis de réponse (ou tout autre délai convenu par les Parties), les Membres de l'exécutif désignés des Parties se réunissent, en personne ou par téléphone, pour tenter de régler le Différend (la « **Conférence des membres de l'exécutif désignés** »). Toutes les discussions et négociations entre les Parties et toutes offres de compromis présentées par l'une ou l'autre des Parties en vue de régler le Différend avant, pendant ou après la Conférence des membres de l'exécutif désignés le sont sous réserve de leurs droits, sauf indication contraire.
- g. En tout temps, y compris pendant les négociations conformément au présent paragraphe 9.1, toute Partie au Différend peut demander à la Cour supérieure du Québec des mesures provisoires ou conservatoires, y compris une mesure injonctive immédiate ou une mesure équitable similaire. Les Parties conviennent que le fait de demander et d'obtenir de telles mesures provisoires ou conservatoires ne constitue pas une renonciation au droit d'arbitrage énoncé au présent paragraphe 9.2 ci-après. Les Parties conviennent également que les dispositions du présent article ne sont pas présumées empêcher un arbitre d'accorder des mesures

provisoires similaires ou d'autres mesures provisoires ou de rendre des sentences arbitrales provisoires.

9.2 Procédure d'arbitrage obligatoire

- a. Tout Différend qui n'a pas été réglé au plus tard trente (30) jours (ou selon tout autre délai convenu par les Parties conformément au paragraphe 9.1) suivant la remise de l'Avis aux membres de l'exécutif désignés) sera réglé définitivement par arbitrage conformément aux règles d'arbitrage de l'Institut d'arbitrage et de médiation du Canada (les « **règles de l'IAMC** »). À moins que les Parties n'en conviennent autrement, l'arbitrage ne sera pas un arbitrage administré.
- b. Le lieu et le siège de l'arbitrage seront à Montréal, au Québec. La langue de l'arbitrage sera l'anglais.
- c. À moins que les Parties n'en conviennent autrement, un seul arbitre sera nommé (l'« **Arbitre** ») conformément aux règles de l'IAMC.
- d. Toute décision rendue par l'Arbitre est définitive, lie les Parties et ne peut pas faire l'objet d'un appel, et un jugement pourrait être rendu conformément à la loi applicable devant tout tribunal compétent.

ARTICLE 10 GÉNÉRALITÉS

10.1 COÛTS ET DÉPENSES

- a. Sauf disposition contraire dans le présent Contrat, chaque Partie paie et assume tous les coûts et toutes les dépenses (y compris les honoraires et débours des conseillers juridiques et autres conseillers) i) qui lui sont attribués dans l'Annexe – Travail interimaire, ii) qu'elle engage dans le cadre de la négociation, de la préparation et de la signature du présent Contrat, et iii) qu'elle engage dans le cadre de la négociation, de la préparation et de la signature des opérations associées au transfert envisagé au titre du présent Contrat, y compris l'obtention des approbations réglementaires.
- b. Sauf disposition contraire expresse dans l'Annexe – Travail interimaire ou son appendice, l'Acquéreur paie et assume tous les coûts et toutes les dépenses (y compris les honoraires et débours des conseillers juridiques et autres conseillers) qu'il engage pour effectuer la vérification diligente.
- c. L'Acquéreur paie les frais et dépenses de transfert (y compris les frais de publication aux registres fonciers, les honoraires et débours des conseillers juridiques et d'autres conseillers) qu'il engage dans le cadre de la publication du présent Contrat au registre foncier, de même que de la création de nouveaux dossiers fonciers lorsqu'il y a lieu, et en est responsable.

10.2 Avis publics

Les Parties planifient et coordonnent conjointement les avis publics, les communiqués de presse et les autres publicités concernant les opérations envisagées au titre du présent Contrat. Aucune Partie ne peut agir à cet égard sans l'approbation préalable de l'autre Partie, une telle approbation ne devant pas être refusée sans motif raisonnable, sauf si cette divulgation est nécessaire pour satisfaire aux obligations de divulgation en temps opportun d'une Partie en vertu des lois applicables et des règles en matière de valeurs mobilières dans les cas où une consultation préalable avec l'autre Partie n'est pas possible et une copie de cette divulgation est fournie à l'autre Partie au moment où elle est soumise à l'organisme de réglementation.

10.3 Avis

Les avis, consentements ou approbations dont la remise est nécessaire ou permise dans le cadre du présent Contrat (individuellement, un « **Avis** ») doivent être donnés par écrit et de façon suffisante s'ils sont remis (en personne, par service de messagerie ou autre méthode de remise personnelle) ou s'ils sont transmis par télécopieur :

dans le cas d'un Avis au Vendeur :

À l'attention du : vice-président principal, Développement, communautés,
affaires corporatives et sécurité

Courriel : martin.imbleau@energir.com
1717, rue du Havre, Montréal (Québec) H2K 2X3

et une copie :

À l'attention des : Affaires juridiques
Télécopieur : 514-598-3839

Courriel : legal@energir.com
1717, rue du Havre, Montréal (Québec) H2K 2X3

dans le cas d'un Avis à l'Acquéreur :

À l'attention de : Sophie Lussier
Télécopieur : 403-920-2451
450 1 Street SW, Calgary (Alberta) T2P 5H1

Courriel : sophie_lussier@tcenergy.com

et une copie à : commercial_law@tcenergy.com

Les Avis remis ou transmis à une Partie tel qu'il est prévu ci-dessus sont réputés l'avoir été le jour de leur remise ou de leur transmission, à la condition qu'ils soient remis ou transmis un jour ouvrable avant 17 h (heure locale) au lieu de remise ou de réception. Cependant, si l'Avis est remis

ou transmis après 17 h (heure locale) ou si ce jour n'est pas un jour ouvrable, l'Avis est alors réputé avoir été remis et reçu le jour ouvrable suivant. Les Parties peuvent, de temps à autre, changer leur adresse en remettant un Avis à l'autre Partie, conformément aux dispositions du présent article.

10.4 Modification

Aucune modification apportée, aucun supplément, aucune renonciation au présent Contrat ni aucune résiliation de celui-ci et, sauf indication contraire, aucun consentement ni aucune approbation par une Partie ne sont exécutoires, sauf s'ils sont signés par la Partie qui y est liée. Chaque annexe des présentes peut être modifiée de temps à autre après la Date de prise d'effet pour tenir compte des ajouts, des suppressions et des modifications dont les Parties conviennent.

10.5 Cession

Aucune Partie ne peut céder, en totalité ou en partie, le présent Contrat ni des droits ou des obligations aux termes du présent Contrat sans le consentement écrit, préalable et exprès de l'autre Partie.

10.6 Application

Le présent Contrat lie les Parties et leurs successeurs (y compris les successeurs en raison de la fusion d'une Partie) et cessionnaires autorisés respectifs, et s'applique en leur faveur.

10.7 Autres assurances

Les Parties doivent, avec une diligence raisonnable, prendre toutes les mesures et fournir toutes les assurances raisonnables qui peuvent être demandées pour réaliser les opérations visées au présent Contrat, et chaque Partie doit fournir les autres documents ou instruments demandés par une autre Partie qui peuvent être raisonnablement nécessaires ou souhaitables pour réaliser l'objet du présent Contrat et appliquer ses dispositions, que ce soit avant ou après la clôture, étant entendu que les coûts et les dépenses des mesures prises après la clôture à la demande d'une Partie incombent à la Partie requérante.

10.8 Langue anglaise; copie traduite par courtoisie

Les Parties déclarent qu'elles ont exigé, et par les présentes, confirment leur demande que ce Contrat soit rédigé en anglais. The Parties declare that they have requested, and hereby confirm their request, that this Agreement be drafted in the English language.

Les Parties ont préparé une copie traduite en français par courtoisie du présent Contrat. Entre la version originale anglaise du présent Contrat et sa traduction française, la première prévaudra, et elle régira le présent Contrat.

(RESTE DE LA PAGE LAISSÉ EN BLANC EXPRESSÉMENT)

10.9 Signature et délivrance

Le présent Contrat peut être signé par les Parties en plusieurs exemplaires et peut être signé et délivré par courriel; tous ces exemplaires et ces courriels constituent ensemble une seule et même entente.

EN FOI DE QUOI, les Parties ont dûment signé le présent Contrat qui entrera en vigueur à la Date de prise d'effet.

**GAZODUC TRANS QUÉBEC &
MARITIMES INC. à titre de
mandataire de SOCIÉTÉ EN
COMMANDITE GAZODUC TQM**

**ÉNERGIR, S.E.C., par l'entremise de son
commandité ÉNERGIR INC.**

Par :

Nom : Sophie Lussier

Titre : Directrice générale, TQM

Par :

Nom : Stephanie Wilson

Titre : Directrice, TQM

Par

:

Nom : Martin Imbleau

Titre : Vice-président principal,
Développement, communautés, affaires
corporatives et sécurité

Par

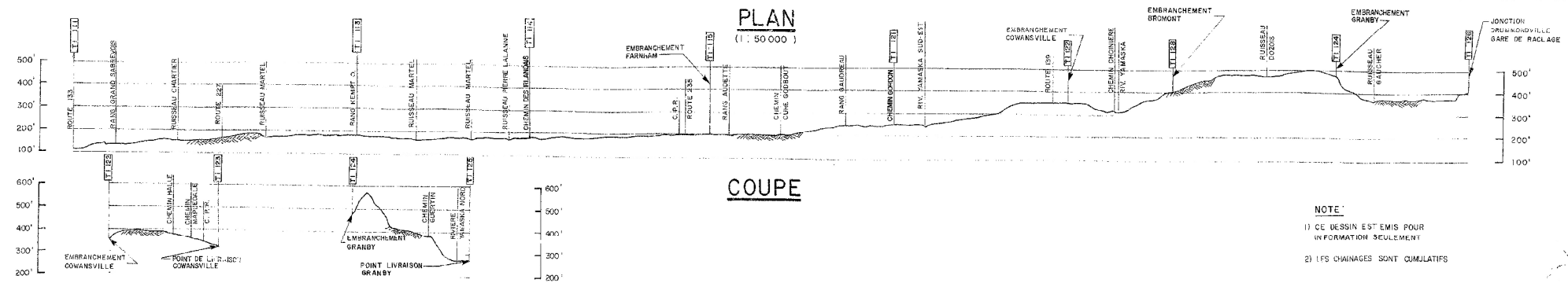
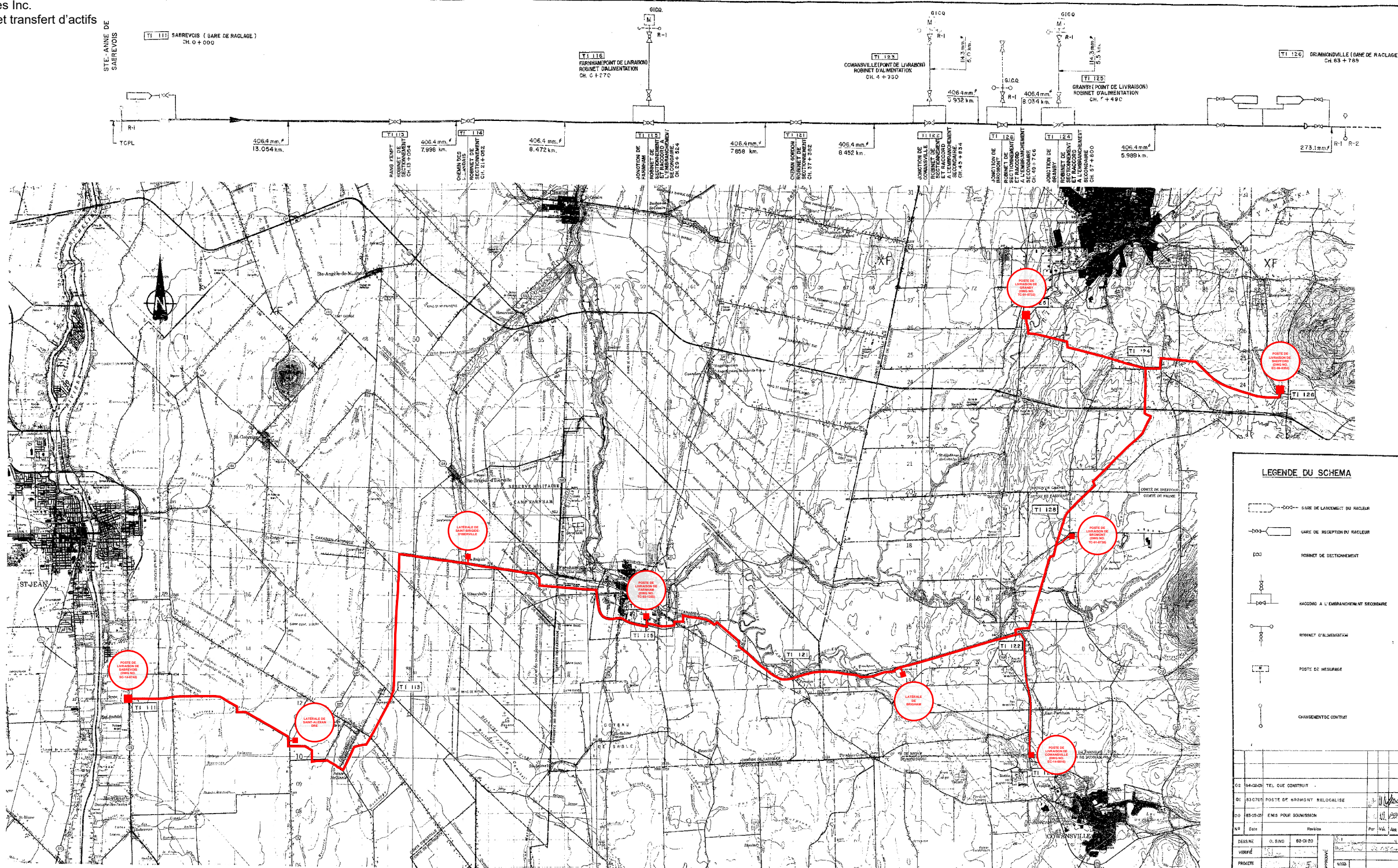
:

Nom : Marie-Élisabeth Chlumecky

Titre : Secrétaire corporative adjointe

ANNEXE A
ACTIFS TRANSFÉRÉS

PARTIE I – SCHÉMA DES CONDUITES – ANNEXÉ



LEGENDE DU SCHEMA

- GISE DE L'ARRIVÉE DU GAZODUC
- GISE DE RÉCEPTION DU GAZODUC
- ROBINET DE SECTIONNEMENT
- RACCORD À L'EMBRANCHEMENT SECONDAIRE
- ROBINET D'ALIMENTATION
- POSTE DE MESURAGE
- CHAÎNEMENT DE CONTRÔLE

00	04-02-00	TEL. QUÉBEC CONSTITUT		
01	03-07-00	POSTE DE MONTAGE RELOCALISÉ		
02	05-05-00	EMIS POUR SOUMISSION		
NR	Date	Révision	Per	App
DESSINÉ	O. BIRD	03-01-20		
VERIFIÉ				
PROJET				
Échelle	1:50000	Date	03-01-20	

GIC
GAZ INTER-CITÉ QUÉBEC INC.

SNC / LAVALIN
CO-ENTREPRISE

PROJET
EMBRANCHEMENTS DU GAZODUC
AU QUÉBEC

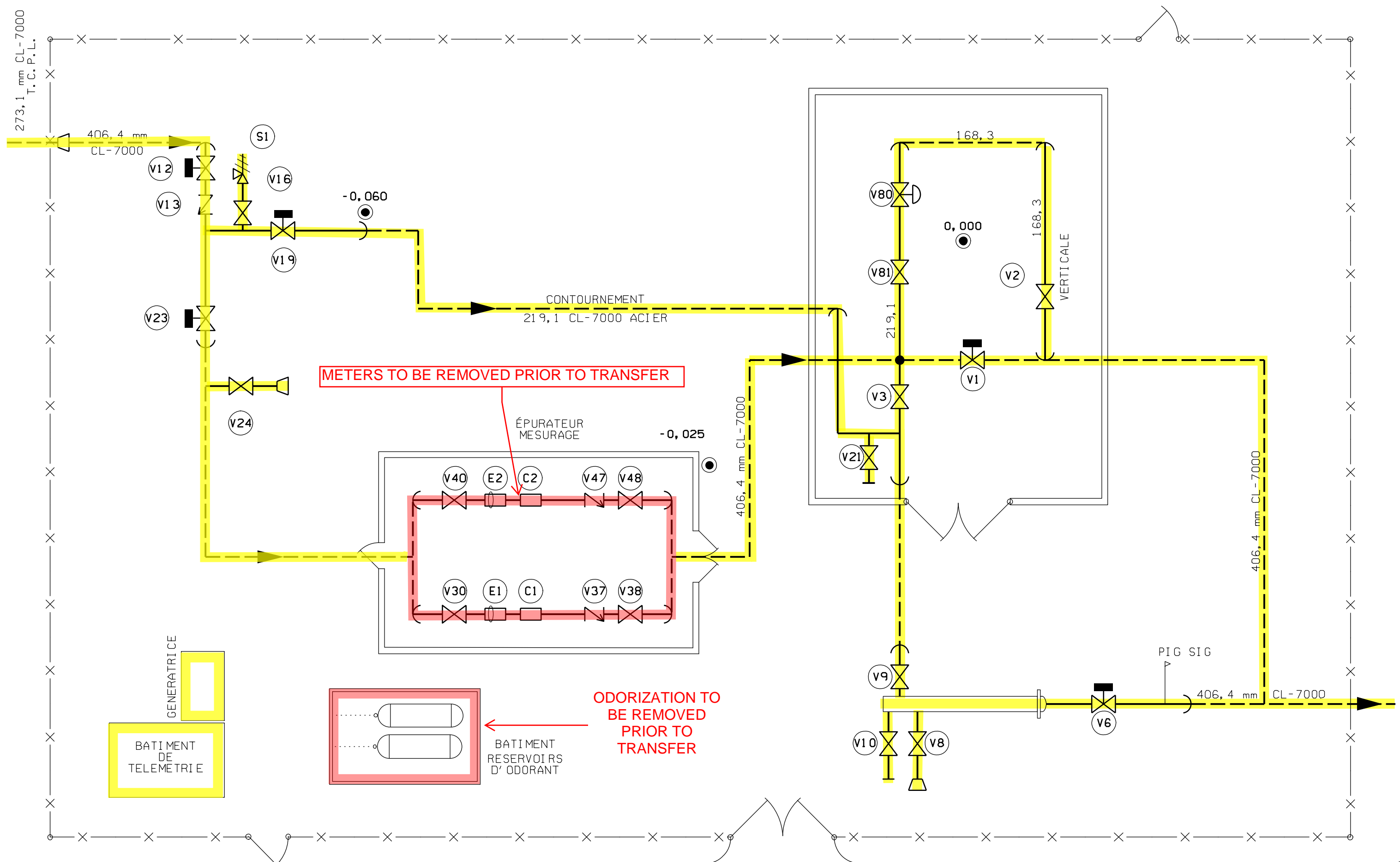
TITRE
SABREVOIS / GRANBY
SCHEMA DU GAZODUC

Dessin N° 1 0 7 0 S G 0 0 1 R 0 2

NOTE:
1) CE DESSIN EST EMIS POUR INFORMATION SEULEMENT
2) LES CHAÎNAGES SONT CUMULATIFS



POSTE D'EMBRANCHEMENT
SABREVOIS #4090
(AVEC CATHODIQUE)



- (V1) VANNE DE SORTIE DU POSTE
- (V2) VANNE (GARE DE RACLAGE)
- (V3) VANNE DE DERIVATION (GARE DE RACLAGE)
- (V6) VANNE (GARE DE RACLAGE)
- (V8) VANNE (GARE DE RACLAGE)
- (V9) VANNE (GARE DE RACLAGE)
- (V10) VANNE (GARE DE RACLAGE)
- (V12) VANNE D'ENTREE DU POSTE
- (V13) VANNE AVEC CLAPET ANTI-RETOUR
- (V16) VANNE POUR SOUPE S1 (CL-7000)
- (V19) VANNE DE DERIVATION DU POSTE
- (V21) VANNE DE DÉRIVATION PURGE
- (V23) VANNE D'ENTREE (MESURAGE)
- (V24) VANNE DE VIDANGE DU POSTE
- (V30) VANNE D'ENTREE (FILTRE, COMPTEUR C1)
- (V37) VANNE AVEC CLAPET ANTI-RETOUR (COMPTEUR C1)
- (V38) VANNE DE SORTIE (FILTRE, COMPTEUR C1)
- (V40) VANNE D'ENTREE (FILTRE, COMPTEUR C2)
- (V47) VANNE AVEC CLAPET ANTI-RETOUR (COMPTEUR C2)
- (V48) VANNE DE SORTIE (FILTRE, COMPTEUR C2)
- (V80) VANNE (CONTRÔLE DÉBIT)
- (V81) VANNE
- (S1) SOUPE (CL-7000)
- (C1) COMPTEUR
- (C2) COMPTEUR
- (E1) ÉPURATEUR
- (E2) ÉPURATEUR

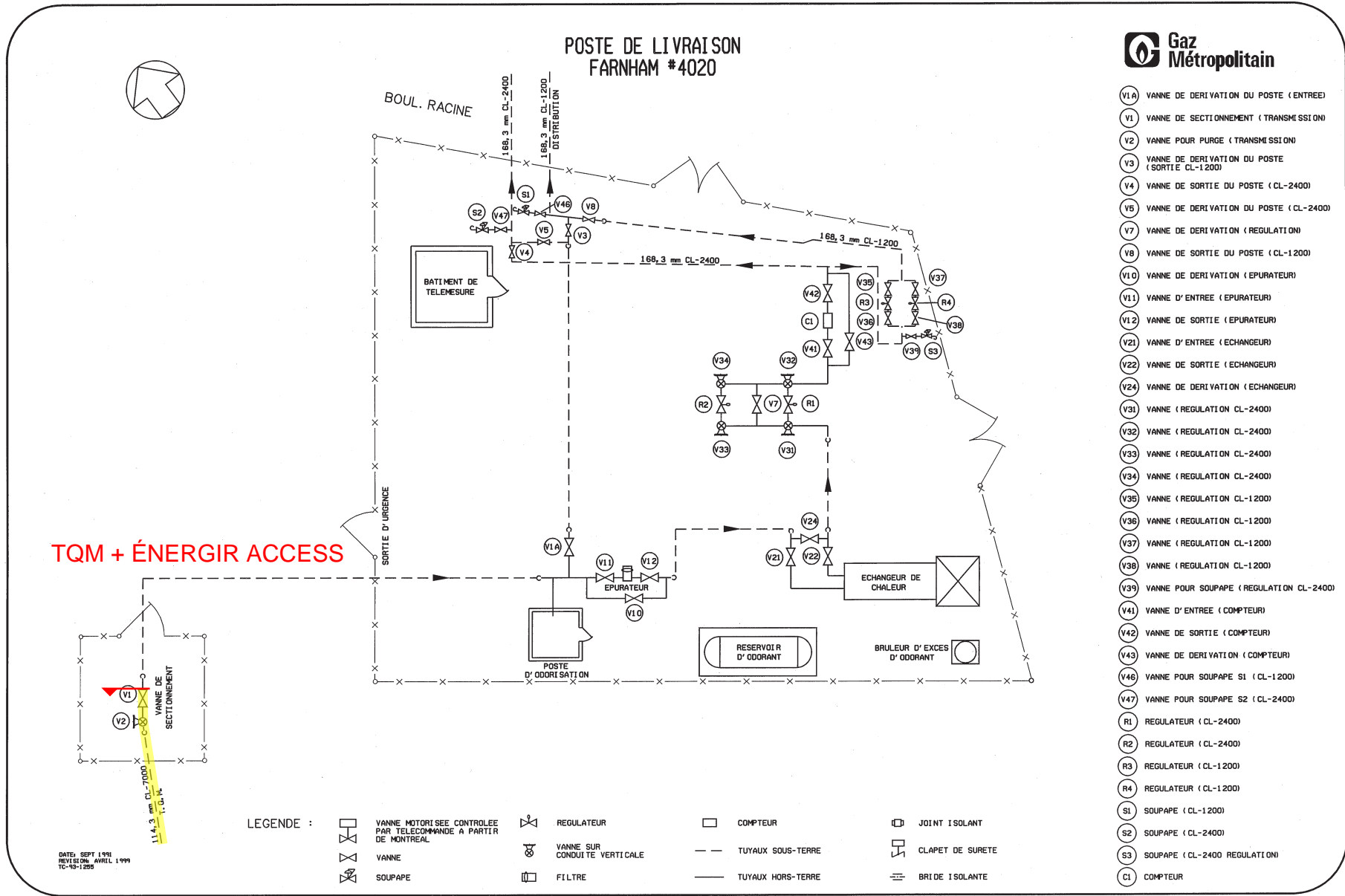
ASSETS BEING TRANSFERED

LEGENDE:

	VANNE AVEC ACTUATEUR		VANNE AVEC ACTUATEUR ET CONTRÔLE À DISTANCE		VANNE DE CONTRÔLE		COMPTEUR		CLAPET DE SÉCURITÉ
	SOUPE		RÉGULATEUR		CLAPET ANTI-RETOUR		TUYAUX HORS-TERRE		TUYAUX SOUS-TERRE
	VANNE MANUELLE		ÉPURATEUR / FILTRE		JOINT ISOLANT				

SC-14-0742
DATE D'ÉMISSION:
2015-01-15

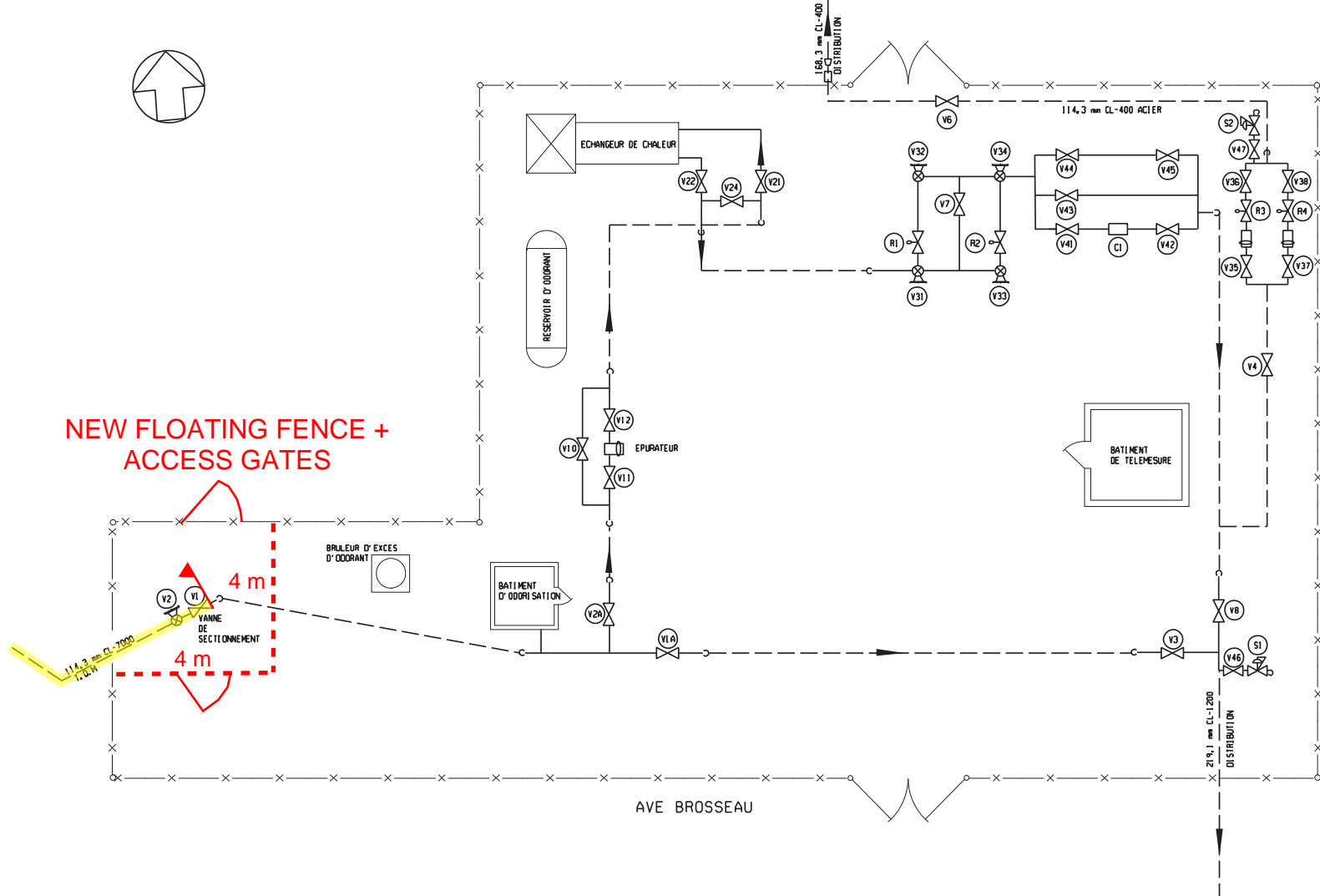
ING: YANN FRADIN
DESS: PATRICE CÔTÉ



CUSTODY TRANSFER LIMIT & CP BOUNDARY AT ISOLATING FLANGE



POSTE DE LIVRAISON
COWANSVILLE #4021



- (V1) VANNE DE SECTIONNEMENT (TRANSMISSION)
- (V2) VANNE POUR PURGE (TRANSMISSION)
- (VI A) VANNE DE DERIVATION DU POSTE (ENTREE)
- (V2A) VANNE D'ENTREE DU POSTE
- (V3) VANNE DE DERIVATION DU POSTE (SORTIE)
- (V4) VANNE D'ENTREE (REGULATION CL-400)
- (V6) VANNE DE SORTIE
- (V7) VANNE DE DERIVATION (REGULATION)
- (V8) VANNE DE SORTIE DU POSTE
- (V10) VANNE DE DERIVATION (EPURATEUR)
- (V11) VANNE D'ENTREE (EPURATEUR)
- (V12) VANNE DE SORTIE (EPURATEUR)
- (V21) VANNE D'ENTREE (ECHANGEUR)
- (V22) VANNE DE SORTIE (ECHANGEUR)
- (V24) VANNE DE DERIVATION (ECHANGEUR)
- (V31) VANNE (REGULATION CL-1200)
- (V32) VANNE (REGULATION CL-1200)
- (V33) VANNE (REGULATION CL-1200)
- (V34) VANNE (REGULATION CL-1200)
- (V35) VANNE (REGULATION CL-400)
- (V36) VANNE (REGULATION CL-400)
- (V37) VANNE (REGULATION CL-400)
- (V38) VANNE (REGULATION CL-400)
- (V41) VANNE ENTREE (COMPTEUR C1)
- (V42) VANNE DE SORTIE (COMPTEUR C1)
- (V43) VANNE DE DERIVATION (COMPTEUR)
- (V44) VANNE ENTREE (COMPTEUR FUTUR)
- (V45) VANNE DE SORTIE (COMPTEUR FUTUR)
- (V46) VANNE POUR SOUPE S1 (CL-1200)
- (V47) VANNE POUR SOUPE S2 (CL-400)
- (R1) REGULATEUR CL-1200
- (R2) REGULATEUR CL-1200
- (R3) REGULATEUR CL-400
- (R4) REGULATEUR CL-400
- (S1) SOUPE (CL-1200)
- (S2) SOUPE (CL-400)
- (C1) COMPTEUR

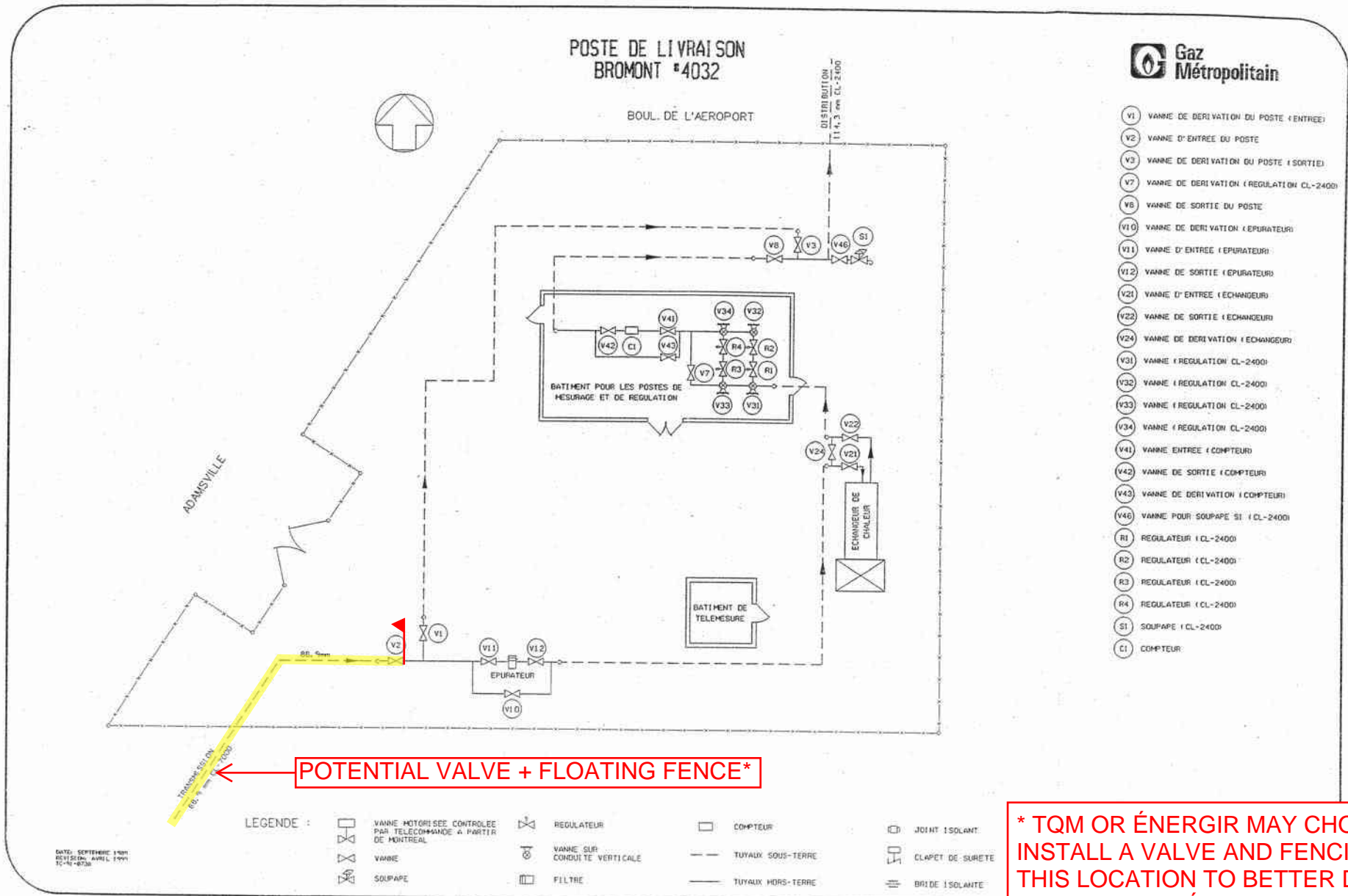
LEGENDE :

	VANNE MOTORISEE CONTROLEE PAR TELECOMMANDE A PARTIR DE MONTREAL		REGULATEUR		COMPTEUR		JOINT ISOLANT		BORNE D'ESSAI
	VANNE		VANNE SUR CONDUITE VERTICALE		TUYAUX SOUS-TERRRE		CLAPET DE SURETE		CELLULE DE MISE A LA TERRE
	SOUPE		FILTRE		TUYAUX HORS-TERRRE		BRIDE ISOLANTE		CLAPET ANTI RETOUR

EC-14-0816
DATE D'EMISSIION:
2014-11-04

DESS: PATRICE CÔTE

↑ CUSTODY TRANSFER LIMIT & CP BOUNDARY AT ISOLATION FLANGE
ASSETS BEING TRANSFERED



POTENTIAL VALVE + FLOATING FENCE*

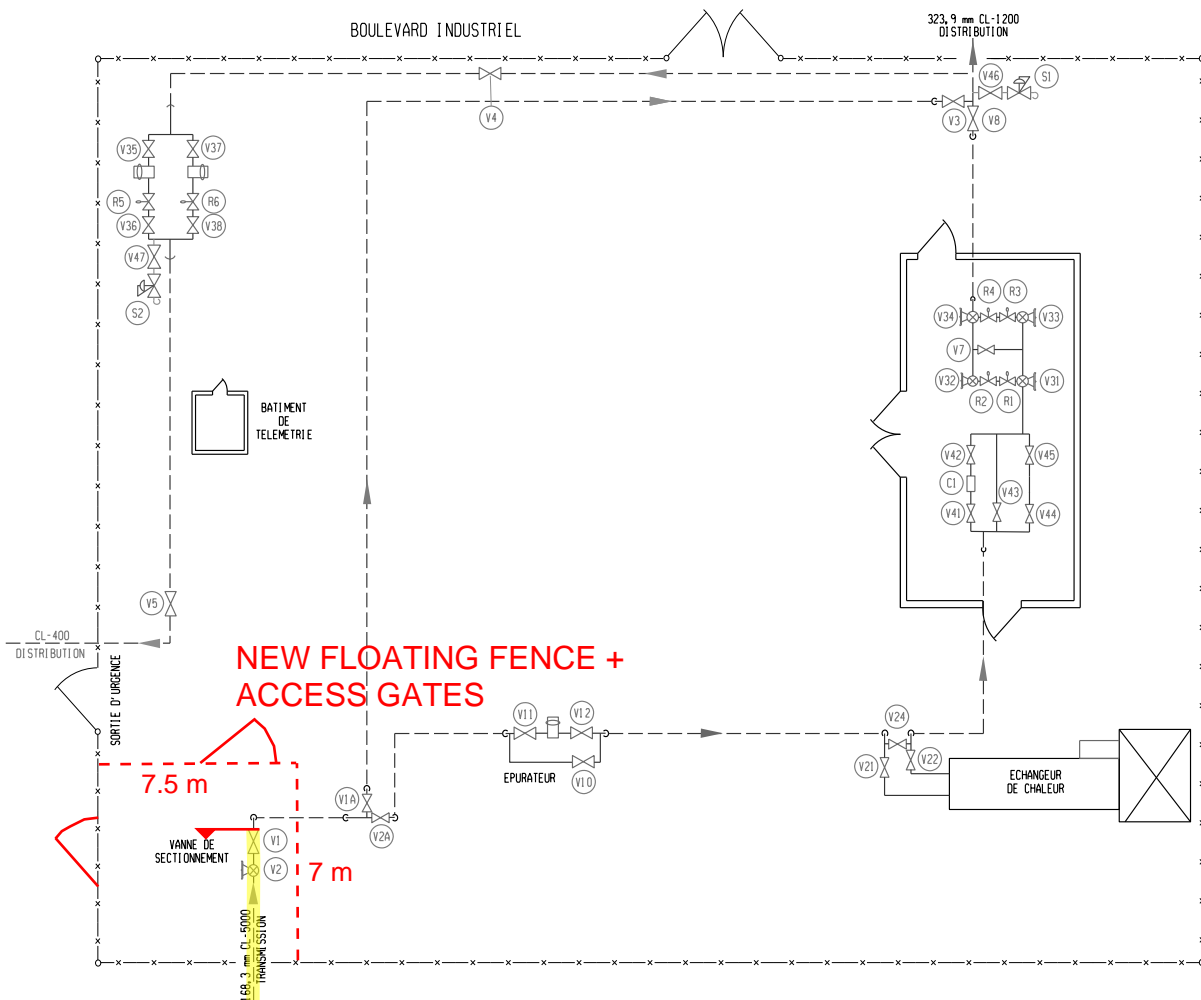
↑ CUSTODY TRANSFER LIMIT & CP BOUNDARY AT ISOLATION FLANGE

ASSETS BEING TRANSFERRED

* TQM OR ÉNERGIR MAY CHOOSE TO INSTALL A VALVE AND FENCING AT THIS LOCATION TO BETTER DELINEATE THE TQM AND ÉNERGIR FACILITIES. THE INTERIM WORK COMMITTEE SHALL DETERMINE APPROPRIATE LONG TERM ACCESS MEASURES.



POSTE DE LIVRAISON
GRANBY #4027



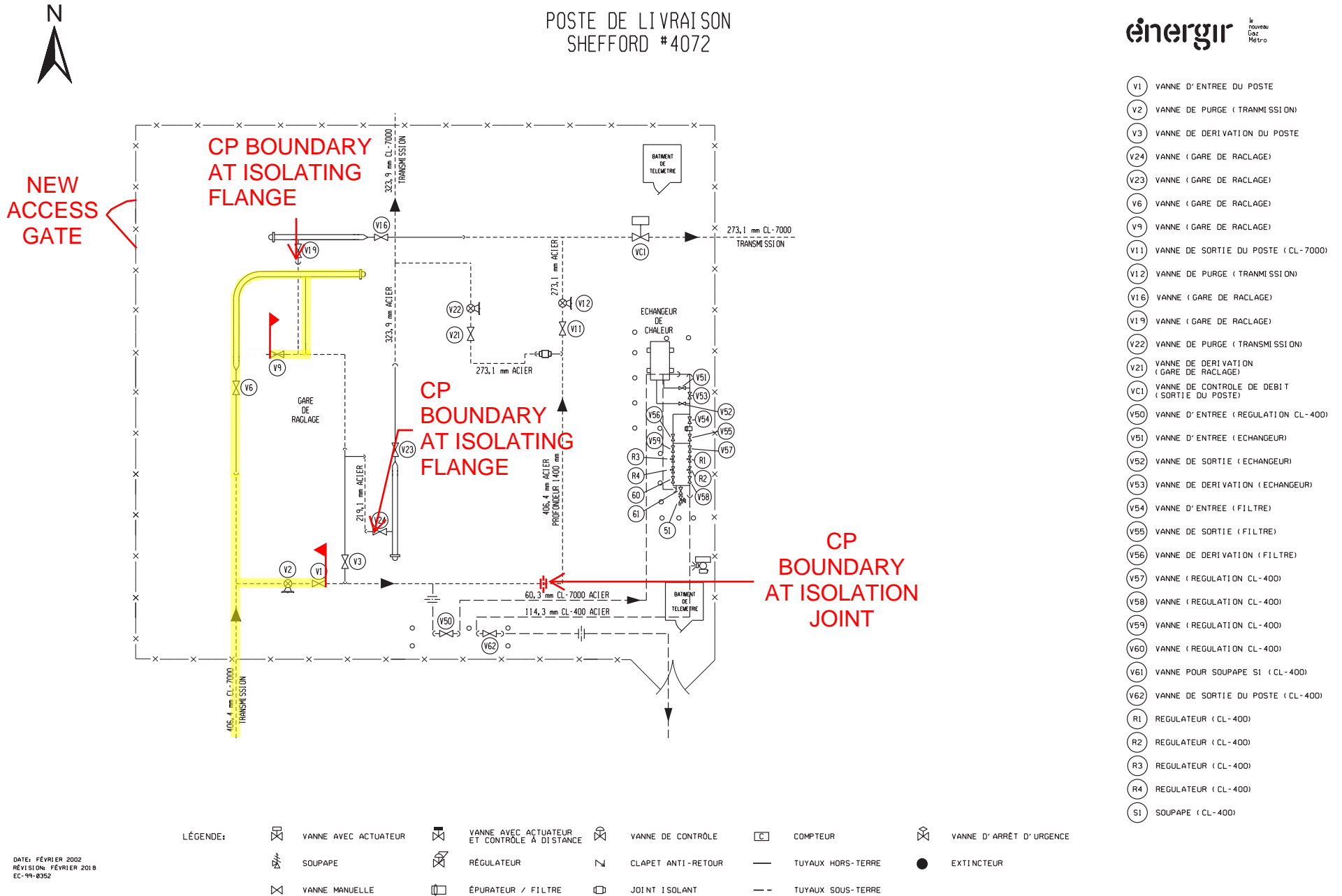
- (V1) VANNE DE SECTIIONNEMENT (TRANSMISSION)
- (V1A) VANNE DE DERIVATION DU POSTE (ENTREE)
- (V2) VANNE POUR PURGE (TRANSMISSION)
- (V2A) VANNE D'ENTREE DU POSTE
- (V3) VANNE DE DERIVATION DU POSTE (SORTIE)
- (V4) VANNE D'ENTREE (REGULATION CL-400)
- (V5) VANNE DE SORTIE (REGULATION CL-400)
- (V7) VANNE DE DERIVATION (REGULATION CL-1200)
- (V8) VANNE DE SORTIE DU POSTE
- (V10) VANNE DE DERIVATION (EPURATEUR)
- (V11) VANNE D'ENTREE (EPURATEUR)
- (V12) VANNE DE SORTIE (EPURATEUR)
- (V21) VANNE D'ENTREE (ECHANGEUR)
- (V22) VANNE DE SORTIE (ECHANGEUR)
- (V24) VANNE DE DERIVATION (ECHANGEUR)
- (V31) VANNE (REGULATION CL-1200)
- (V32) VANNE (REGULATION CL-1200)
- (V33) VANNE (REGULATION CL-1200)
- (V34) VANNE (REGULATION CL-1200)
- (V35) VANNE (REGULATION CL-400)
- (V36) VANNE (REGULATION CL-400)
- (V37) VANNE (REGULATION CL-400)
- (V38) VANNE (REGULATION CL-400)
- (V41) VANNE D'ENTREE (COMPTEUR 1)
- (V42) VANNE DE SORTIE (COMPTEUR 1)
- (V43) VANNE DE DERIVATION (COMPTEUR)
- (V44) VANNE D'ENTREE (COMPTEUR FUTUR)
- (V45) VANNE DE SORTIE (COMPTEUR FUTUR)
- (V46) VANNE POUR SOUPEAPE S1 (CL-1200)
- (V47) VANNE POUR SOUPEAPE S2 (CL-400)
- (R1) REGULATEUR (CL-1200)
- (R2) REGULATEUR (CL-1200)
- (R3) REGULATEUR (CL-1200)
- (R4) REGULATEUR (CL-1200)
- (R5) REGULATEUR (CL-400)
- (R6) REGULATEUR (CL-400)
- (S1) SOUPEAPE (CL-1200)
- (S2) SOUPEAPE (CL-400)
- (C1) COMPTEUR 1

- LÉGENDE :
- | | | | | | |
|--|---|--|------------------------------|--|-------------------|
| | VANNE MOTORISÉE CONTROLÉE PAR TÉLÉCOMMANDE À PARTIR DE MONTRÉAL | | RÉGULATEUR | | COMPTEUR |
| | VANNE | | VANNE SUR CONDUITE VERTICALE | | TUYAUX SOUS-TERRÉ |
| | SOUPEAPE | | FILTRE | | TUYAUX HORS-TERRÉ |
| | JOINT ISOLANT | | CLAPET DE SURETÉ | | BRIDE ISOLANTE |

DATE: SEPTEMBRE 1991
REVISION: AVRIL 1999
TC-41-8732

CUSTODY TRANSFER LIMIT & CP BOUNDARY AT ISOLATION FLANGE
ASSETS BEING TRANSFERED

POSTE DE LIVRAISON
SHEFFORD #4072



DATE: FÉVRIER 2002
RÉVISION: FÉVRIER 2018
EC-99-0362

PARTIE II – INSTALLATION DE CONDUITES

- a) Station de mesurage de Sabrevois (POSE 4090) et n° de lot 4 565 500 de la circonscription foncière de Saint-Jean;
- b) Réseau principal Énergir SE28000 de Sabrevois à Shefford (longueur d'environ 64 km);
- c) 7 latéraux :

Nom	NPS	Longueur (km)
Latéral Brigham (SE28005)	8	0,003 actuellement coupé et bouché
Latéral Granby (SE28020)	4	5,490
Latéral Cowansville (SE28010)	4	4,980
Latéral Bromont (SE28003)	4	0,597
Latéral Farnham (SE28002)	4	0,270
Latéral Sainte-Brigide (SE28004)	4	Environ 0,003 (à couper et à boucher avant la clôture)
Latéral Saint-Alexandre (SE28001)	2	Environ 0,003 (à couper et à boucher avant la clôture)

- d) 7 stations de vannes :
 - POSV2900;
 - POSV2601;
 - POSV2902;
 - POSV2903;
 - POSV2904;
 - POSV2905;
 - POSV2906.
- e) 2 anodes continues et 2 redresseurs situés sur la montée de Versailles, à Sainte-Brigide (coordonnées GPS : 45.291092, -73.094173) et sur le chemin Racine, à Bromont (coordonnées GPS : 45.320511, -72.738119);
- f) Réception au poste de livraison de Shefford (POSV2907), en plus des actifs figurant à la partie I de l'annexe A
- g) Les autres installations mentionnées à chaque nouveau point de transfert à la partie I de l'annexe A

PARTIE III – DROITS FONCIERS

Les droits fonciers comprendront les droits qui sont associés aux installations de conduites situées sur les lots identifiés ci-dessous, y compris les servitudes mentionnées ci-dessous, et tout autre terrain sur ou sous lequel il a été établi que des installations de conduites se trouvent.

Numéro de lot	Numéro d'enregistrement de la servitude	Circonscription foncière
4 566 896		Saint-Jean
5 813 347	119 102	Iberville
4 566 933		S.O.
4 565 756	120 138	Iberville
4 389 941	120 013	Saint-Jean
4 389 939	121 129	Saint-Jean
4 389 940	120 075	Saint-Jean
4 389 944	120 019	Saint-Jean
4 389 943	122 117, 120 092	Iberville
4 389 946	120 628	Saint-Jean
4 391 858		S.O.
4 389 938	119 099	Iberville
4 392 100	120 566	S.O.
4 389 936	119 083	Saint-Jean
4 391 862		S.O.
4 392 099		Iberville
4 391 866		S.O.

Numéro de lot	Numéro d'enregistrement de la servitude	Circonscription foncière
4 389 895	119 578	Iberville
4 389 901	120 566	S.O.
4 391 875		S.O.
4 992 123	119 597	Iberville
4 389 852	119 597	Saint-Jean
4 391 876		Iberville, Saint-Jean
4 389 926	119 597	Iberville
4 392 134	119 138	Saint-Jean
4 391 943		S.O.
5 444 789	119 046	Saint-Jean
5 444 790	119 046	Saint-Jean
4 389 954	121 987, 119 761	Saint-Jean
4 391 962		Iberville, Saint-Jean
4 390 076	119 761	Iberville, Saint-Jean
4 390 079	119 439, 119 225	Iberville, Saint-Jean
4 390 093	119 225	Iberville
4 390 094	119 439	Saint-Jean
4 390 096	119 439	Saint-Jean
4 390 095	122 117	Saint-Jean

Numéro de lot	Numéro d'enregistrement de la servitude	Circonscription foncière
4 390 097	118 979	Saint-Jean
4 390 099	119 839	Saint-Jean
4 390 833	119 213	Iberville
4 391 963		S.O.
4 390 371	119 839	Saint-Jean
4 390 371	119 840	
4 390 369		S.O.
4 391 964		S.O.
4 390 364		Saint-Jean
4 390 365		Saint-Jean
4 390 366	119 839	Saint-Jean
4 390 158	120 037	Saint-Jean
4 390 159	119 132, 119 599	Iberville, Saint-Jean
4 391 973		S.O.
4 390 150	119 312	Saint-Jean
4 390 151	119 598	Saint-Jean
4 390 153	120 566	Saint-Jean
4 390 157	119 277	Saint-Jean
4 390 155	121 154	Saint-Jean
6 185 430	119 738	Saint-Jean
6 185 429	119 738	Saint-Jean

Numéro de lot	Numéro d'enregistrement de la servitude	Circonscription foncière
4 391 983		S.O.
4 390 764	121 154, et un autre	Saint-Jean
4 390 144	121 238, 124 727 (accès à une vanne)	Saint-Jean
4 390 145	119 838	Saint-Jean
4 390 146	119 838	Saint-Jean
4 390 147	121 239	Iberville
4 376 720	174 601	Missisquoi
4 390 148	119 374	Saint-Jean
4 389 763	119 374	Saint-Jean
4 389 764	119 474	Saint-Jean
4 389 765	118 958	Saint-Jean
4 389 766	118 958	Saint-Jean
4 389 767	118 960	Saint-Jean
4 389 768	118 960	Saint-Jean
4 390 121	118 993, 118 994	Iberville, Saint-Jean
4 390 122	119 135	Iberville, Saint-Jean
5 084 655	119 135	Saint-Jean
4 392 041		S.O.
4 390 118	120 566	Saint-Jean

Numéro de lot	Numéro d'enregistrement de la servitude	Circonscription foncière
4 390 119	119 822	Iberville
4 390 120	119 473	Saint-Jean
4 353 646	119 473	Missisquoi
4 354 012		S.O.
4 353 647	119 473	Missisquoi
4 354 010	119 473	Missisquoi
4 355 756	119 473	Missisquoi
4 355 752	174 629	Missisquoi
4 355 755	174 629	Missisquoi
4 355 754	174 629	Missisquoi
4 355 757	174 629	Missisquoi
4 355 751	174 629	Missisquoi
4 355 753	174 629	Missisquoi
4 353 637	174 794	Missisquoi
4 353 638	174 794	Missisquoi
4 353 640	174 794	Missisquoi
5 549 183	174 863	Missisquoi
4 758 814	179 529	Missisquoi
4 723 509		Missisquoi
4 355 815		Missisquoi
5 854 924		Missisquoi

Numéro de lot	Numéro d'enregistrement de la servitude	Circonscription foncière
5 854 920	173 289	Missisquoi
4 354 216	Contrat Chemin de fer Canadien Pacifique	Missisquoi
4 354 000	175 152	Missisquoi
5 855 700	175 152	Missisquoi
5 022 259	175 152	Missisquoi
4 355 814		S.O.
4 353 982		S.O.
5 770 585	174 744	Missisquoi
5 770 586	174 744	Missisquoi
5 770 587	174 744	Missisquoi
4 353 954	174 616	Missisquoi
4 353 952	174 622	Missisquoi
4 353 962	174 621	Missisquoi
4 353 943	174 212	Missisquoi
4 353 814	174 212, 177 303 (vanne)	Missisquoi
4 353 811	174 212, 174 447	Missisquoi
4 840 212	174 242	Missisquoi
4 840 211	174 242	Missisquoi
4 355 395	174 242	Missisquoi
4 840 195	174 242	Missisquoi

Numéro de lot	Numéro d'enregistrement de la servitude	Circonscription foncière
4 840 209	174 242	Missisquoi
4 840 206	174 242	Missisquoi
4 840 198	174 242	Missisquoi
4 840 199	174 242	Missisquoi
4 353 793	173 842	Missisquoi
5 248 803	174 740, 174 433	Missisquoi
4 353 790		Missisquoi
4 353 786	179 529, et un autre	Missisquoi
4 354 221		Missisquoi
4 447 179		S.O.
5 257 153	174 864	Missisquoi
5 257 154	174 864	Missisquoi
4 448 076	174 058	Missisquoi
4 448 073	177 572	Missisquoi
4 448 070	173 968	Missisquoi
4 448 075	173 972	Missisquoi
4 448 072	174 962	Missisquoi
4 448 071	174 918	Missisquoi
4 447 133		Missisquoi
4 448 079	175 071, 12 248 783, 12 248 783	Missisquoi

Numéro de lot	Numéro d'enregistrement de la servitude	Circonscription foncière
4 447 194	Contrat Chemin de fer Canadien Pacifique	Missisquoi
4 446 905	175 071	Missisquoi
4 446 908	174 015	Missisquoi
4 446 906	174 518	Missisquoi
4 446 909	176 261	Missisquoi
4 446 910	176 261, 175 179	Missisquoi
4 447 192	Contrat Chemin de fer Canadien Pacifique	Missisquoi
4 448 082	175 179	Missisquoi
4 448 185		Missisquoi
4 446 891	176 261	Missisquoi
4 446 890	174 302	Missisquoi
4 446 892	174 066	Missisquoi
4 448 218		Missisquoi
4 448 087	174 066	Missisquoi
4 448 085	174 377	Missisquoi
4 448 086	174 425	Missisquoi
4 447 132		Missisquoi
4 447 981	174 706	Missisquoi
6 040 158	174 157	Missisquoi

Numéro de lot	Numéro d'enregistrement de la servitude	Circonscription foncière
6 040 157	174 157	Missisquoi
4 447 979	174 158	Missisquoi
4 447 189	Contrat Chemin de fer Canadien Pacifique	Missisquoi
4 447 193	Contrat Chemin de fer Canadien Pacifique	Missisquoi
4 448 094	12 288 059	Missisquoi
4 448 093	174 905	Missisquoi
4 448 092	174 591	Missisquoi
3 520 904	174 591	Missisquoi
3 520 906	174 591	Missisquoi
3 520 907	174 591, 140 872	Missisquoi
3 520 905	140 872	Missisquoi
3 521 849		S.O.
3 520 912	142 682	Missisquoi
3 521 854		S.O.
3 521 006	140 679	Missisquoi
3 711 822	142 681	Missisquoi
3 711 824	140 870	Brôme
3 711 823	143 218	Brôme

Numéro de lot	Numéro d'enregistrement de la servitude	Circonscription foncière
3 711 510	Contrat Chemin de fer Canadien Pacifique	Brôme
3 521 009	140 870, 150 029	Brôme
3 521 851		S.O.
3 521 012	140 051	Brôme
3 521 011	140 662	Brôme
3 521 838		S.O.
3 521 459	140 210	Brôme
3 521 460	140 641	Brôme
3 521 461	140 571	Brôme
3 521 464	139 401	Brôme
3 521 458	140 523	Brôme
6 154 901	140 140	Brôme
3 521 465	140 127	Brôme
3 521 466	114 172	Brôme
3 776 625	143 179	Brôme
3 711 872		S.O.
3 521 809	140 524	Brôme
3 521 813	141 761, 1430 73	Brôme
3 521 807	141 761	Brôme
5 587 233	140 066	Brôme

Numéro de lot	Numéro d'enregistrement de la servitude	Circonscription foncière
3 521 811	139 968	Brôme
5 587 234	139 968	Brôme
3 522 220	139 968	Brôme
3 521 958		S.O.
3 521 946		S.O.
3 711 851	142 096	Brôme
3 711 835	142 096	Brôme
5 637 330	140 478	Brôme
5 637 331	140 478	Brôme
5 637 332	140 478	Brôme
3 711 841	140 478	Brôme
3 711 840	140 478	Brôme
3 711 839	140 478	Brôme
3 711 838	140 478	Brôme
3 905 886	140 478	Brôme
3 711 837	140 478	Brôme
3 521 951		S.O.
3 711 612	140 925	Brôme
4 287 437	140 925	Brôme
3 711 582	141 093	Brôme
3 522 049		S.O.

Numéro de lot	Numéro d'enregistrement de la servitude	Circonscription foncière
3 711 880	143 861	Brôme
5 306 143	142 672	Brôme
4 006 544	142 672	Brôme
3 711 525	Contrat	Brôme
3 522 173		Brôme
3 711 918		Brôme
6 209 505	143 179	Missisquoi
3 799 861	143 179	Missisquoi
3 711 515		Brôme
3 520 949		Brôme
3 522 092		Brôme
3 521 966		Brôme
3 520 893		Brôme
3 520 892	140 425	Brôme
3 521 862		Brôme
3 521 823	140 530	Brôme
3 521 824	140 765	Brôme
3 521 825	138 884	Brôme
3 521 887		Brôme
3 520 890	138 884	Brôme
3 521 777	140 663	Brôme

Numéro de lot	Numéro d'enregistrement de la servitude	Circonscription foncière
2 928 578	140 516	Brôme
2 928 585	140 488, 142 641	Brôme
2 928 861	140 422	Brôme
2 928 981		Brôme
3 710 411	140 520	Brôme
2 929 080	140 520	Brôme
4 889 342	140 520	Brôme
2 928 604	140 486	Brôme
2 929 077		Brôme
2 928 590	140 586	Brôme
2 928 594	228 563	Brôme
2 591 619	228 563	Brôme
2 591 605	287 430, 287 431	Shefford
2 591 893		Shefford
2 591 601	295 512	Shefford
2 591 585	287 015	Shefford
2 591 590	288 255	Shefford
2 591 589	288 607	Shefford
1 143 628		Shefford
1 143 781		Shefford
1 143 703		Shefford

Numéro de lot	Numéro d'enregistrement de la servitude	Circonscription foncière
1 141 917	287 197	Shefford
5 397 166	288 445	Shefford
1 141 713	288 133	Shefford
1 141 920	283 164, 286 800	Shefford
1 143 695		Shefford
1 141 976	287 147	Shefford
1 401 021	285 350	Shefford
3 887 997	284 811	Shefford
6 189 000	287 987	Shefford
6 189 001	286 902	Shefford
1 401 017	286 907	Shefford
4 567 492		Shefford
1 401 128	286 902	Shefford
1 401 129	286 902	Shefford
4 699 963	286 522	Shefford
4 218 255	286 522	Shefford
4 218 254	286 522	Shefford
1 402 673	286 522	Shefford
1 402 672	286 522	Shefford
1 402 671	286 522	Shefford
1 402 670	286 522	Shefford

Numéro de lot	Numéro d'enregistrement de la servitude	Circonscription foncière
3 001 392	286 522	Shefford
3 001 391	286 522	Shefford
1 402 674	286 522	Shefford
1 402 675	286 522	Shefford
1 402 676	286 522	Shefford
1 402 677	286 522	Shefford
1 402 678	286 522	Shefford
1 402 679	286 522	Shefford
1 402 680	286 522	Shefford
1 402 681	286 522	Shefford
1 402 682	286 811, 286 522	Shefford
1 402 683	286 522	Shefford
1 402 684	286 522	Shefford
1 402 685	286 522	Shefford
1 402 686	286 522, 286 811	Shefford
1 402 688	286 811	Shefford
1 402 689	286 811	Shefford
2 596 630	286 811, 20 881 502	Shefford
1 401 260	286 811, 20 898 589	Shefford
2 596 631	286 811	Shefford

Numéro de lot	Numéro d'enregistrement de la servitude	Circonscription foncière
1 401 262	286 811	Shefford
1 402 826		Shefford
3 589 769	286 811	Shefford
1 402 794		Shefford
3 704 916	286 811	Shefford
4 505 626	286 811	Shefford
5 475 668	287 702	Shefford
4 992 657	287 702	Shefford
1 401 290	285 527	Shefford
1 560 476		Shefford
1 401 695	286 811	Shefford
1 560 475		Shefford
1 553 684	286 811	Shefford
1 553 687	287 743	Shefford
1 553 683	286 641	Shefford
1 402 811		Shefford
3 378 691		Shefford
1 398 601	287 764	Shefford
1 141 975	286 800, 293 400	Shefford
1 143 707		Shefford
1 143 811	286 431	Shefford

Numéro de lot	Numéro d'enregistrement de la servitude	Circonscription foncière
1 141 973	288 354	Shefford
1 143 710		Shefford
1 141 945	288 354	Shefford
1 141 943	283 480, 283 481, 295 046	Shefford
1 141 939	288 674	Shefford
4 915 306	287 516, 285 530	Shefford
1 141 952	289 891	Shefford
5 541 908	285 306	Shefford
2 593 400	285 306	Shefford
2 593 399	286 513	Shefford
2 593 398	287 516	Shefford
3 317 792		Shefford
2 593 386		Shefford

ANNEXE B CHARGES PERMISES

« **Charges permises** » désigne, dans la mesure où elles ne sont pas de nature, de portée ou d'un montant important à l'égard du ou des actifs auxquels elles se rapportent, les charges qui suivent :

- a. les droits de jouissance, les servitudes, les baux, les licences, les permis, les consentements, les approbations, les autorisations, les droits de passage, les droits d'usage et les droits et les priorités semblables à l'égard d'un terrain (y compris relativement à des droits fonciers) et toutes modifications à ceux-ci ou tous reports de ceux-ci, y compris : a) les droits de jouissance, les servitudes, les baux, les droits de passage, les droits d'usage et les droits de nature semblable accordés ou dévolus à l'égard d'utilités publiques, de propriétaires de conduites, d'entreprises de télécommunications ou d'entités semblables ou accordés ou dévolus à une autorité gouvernementale; b) les droits de jouissance, les servitudes, les permis, les baux, les licences, les consentements, les approbations, les autorisations, les droits de passage et les droits d'usage à l'égard des autoroutes et des autres routes, des voies ferrées, des égouts, des canalisations, des conduites de gaz et d'eau ou autres, des conduits pour la lumière électrique, l'énergie, le téléphone, le télégraphe ou la câblodistribution, des poteaux, des fils et des câbles et d'autres utilités publiques, quelle qu'en soit la nature; et c) tous les droits réservés ou dévolus à une personne, ou détenus par une personne, qui a le pouvoir de les acquérir par expropriation.
- b. Le droit réservé ou dévolu à une autorité gouvernementale ou détenu par elle aux termes des modalités d'un bail, d'une licence, d'une franchise, d'une concession, d'un permis, d'un consentement, d'une approbation ou d'une autorisation faisant partie des actifs transférés, ou par une disposition législative, de résilier un bail, une licence, une franchise, une concession, un permis, un consentement, une approbation ou une autorisation ou d'exiger des paiements annuels ou périodiques en tant que condition à sa continuation.
- c. Les droits réservés ou dévolus à une autorité gouvernementale ou détenus par elle de contrôler, de réglementer ou d'utiliser l'un ou l'autre des actifs transférés de quelque façon, y compris les questions d'aménagement et de zonage et toutes les autres lois.
- d. Le droit réservé ou dévolu à une personne ou détenu par elle de créer ou de contracter un privilège à l'égard de ce qui suit :
 - a. les taxes, les cotisations ou les charges accumulées à l'égard des autorités gouvernementales qui ne sont pas dues à la date de clôture; ou
 - b. le droit qui est un privilège du mécanicien, du constructeur, du Vendeur de matériaux ou un privilège de nature semblable relativement à des services rendus ou des biens fournis, mais uniquement dans la mesure où ce privilège concerne des biens ou des services dont le paiement n'est pas exigible à la date de clôture, y compris des privilèges indéterminés ou virtuels qui n'ont pas été inscrits conformément aux lois.
1. Les privilèges constitués, créés et accordés dans le cours normal des activités à une utilité publique ou à une autorité gouvernementale relativement aux activités menées à l'égard

des actifs transférés, mais uniquement dans la mesure où ces privilèges concernent les frais et dépenses dont le paiement n'est pas exigible à la date de clôture applicable.

2. Un privilège mentionné aux paragraphes 4 et 5 ci-dessus qui a été créé ou constitué, mais qui est contesté de bonne foi par le Vendeur.
3. Le privilège ou un droit de saisie-gagerie réservé ou exerçable aux termes d'un bail à l'égard d'un loyer et à l'égard du respect des conditions de ce bail.
4. Les droits et les priorités de toute autre personne que le Vendeur ou des membres de son groupe de travailler, de prospector, d'explorer, de forer, de gagner, de prendre, d'enlever, de stocker, de traiter ou de disposer de mines, de pétrole, de gaz, de charbon ou d'autres minéraux ou matériaux de subsurface qui existent dans, sur ou sous une propriété et qui pénètrent, utilisent et occupent une propriété à quelques fins ou de quelque façon que ce soit relativement à ce travail, cette prospection, cette exploration, ce perçage, ce gain, cette prise, cet enlèvement, ce stockage, ce traitement ou cette disposition, que ces droits ou priorités aient été réservés ou exclus aux termes de la concession en faveur du Vendeur ou des membres de son groupe ou aient été accordés, cédés ou libérés à des tiers avant ou après l'acquisition par le Vendeur ou les membres de son groupe de ses droits afférents dans une telle propriété.
5. Les réserves ou les exceptions qui subsistent, y compris les redevances, comprises dans la concession originale de terrain de la Couronne.
6. Les charges créées aux termes des conditions expresses de la documentation sur la conduite, des contrats, des droits fonciers, des licences et des divers droits afférents, qui sont de nature marginale et qui ne touchent pas l'usage ou la valeur des actifs transférés de manière importante, dans la mesure communiquée par écrit à l'Acquéreur avant la Date de prise d'effet.
7. Les défauts ou les irrégularités de titre à l'égard des droits fonciers qui sont de nature marginale et qui ne touchent pas de manière importante l'usage ou la valeur des droits fonciers qui sont touchés par ceux-ci.
8. L'hypothèque en faveur de Computershare publiée au « registre foncier » et au « registre des réseaux de service public et immobilier situé dans un territoire sans levé cadastral » (l'« **Hypothèque** »), pour autant que Computershare fournisse au Vendeur et à l'Acquéreur une mainlevée de cette Hypothèque relativement aux actifs transférés.
9. Les autres charges pour lesquelles l'Acquéreur a expressément convenu par écrit qu'elles étaient des charges permises.

ANNEXE C AJUSTEMENTS AU MONTANT DE BASE DU TRANSFERT

1. Ajustements du capital

Tous les ajustements au montant de base du transfert relatifs au capital (« **Ajustements du capital** ») doivent être effectués conformément aux principes comptables généralement acceptés (**GAAP**) aux États-Unis, approuvés ou recommandés par le *Financial Accounting Standards Board* ou tout successeur de celui-ci, avec les modifications apportées de temps à autre de manière à ce que :

- a. toutes les dépenses supplémentaires ou autres liées au capital en rapport avec la partie des installations de conduites visant la période entre la Date de référence et la Date de clôture augmentent le montant de base du transfert;
- b. toutes les réductions supplémentaires ou autres liées au capital, y compris les amortissements, en rapport avec la partie des installations de conduites visant la période entre la Date de référence et la Date de clôture abaissent le montant de base du transfert.

2. Ajustements monétaires

Tous les Ajustements monétaires au montant de base du transfert (« **Ajustements monétaires** ») doivent être effectués conformément aux GAAP et répartis entre les Parties à la Date de clôture, à condition que :

- c. les dépôts, cautionnements ou garanties d'exécution, lettres de crédit ou instruments établis ou transmis par le Vendeur en rapport avec les opérations actuelles ou futures liées aux actifs transférés soient adressés d'une manière convenue par les Parties, faute de quoi ceux-ci demeureront la propriété du Vendeur;
- d. les coûts et dépenses liés aux travaux et aux biens et services soient réputés courus pour les besoins du présent paragraphe 2 lorsque les travaux seront réalisés et que les biens et services seront fournis, peu importe quand ces coûts et dépenses seront imputés;
- e. les locations, taxes foncières et paiements et évaluations semblables soient répartis quotidiennement, que les versements soient effectués avant ou après la Date de clôture.

3. Ajustements provisoires

Une comptabilisation provisoire des Ajustements de capital et des Ajustements monétaires à répartir entre les Parties, conformément à l'annexe C (collectivement « les **Ajustements** ») sera effectuée à la clôture à partir des montants réels s'ils sont disponibles et, dans le cas contraire, à partir de l'évaluation de bonne foi du Vendeur. Le Vendeur doit préparer une comptabilisation provisoire écrite de ces Ajustements et la transmettre à l'Acquéreur :

- a. en ce qui concerne les Ajustements monétaires, au moins 30 jours avant la Date de clôture;
- b. en ce qui concerne les Ajustements de capital, au moins 30 jours avant la Date de clôture;

et doit mettre à la disposition des représentants de l'Acquéreur tous les renseignements nécessaires pour que ceux-ci comprennent et confirment les calculs qui y figurent. Le Vendeur et l'Acquéreur doivent coopérer de manière à établir ensemble les montants des Ajustements provisoires, et le montant de base du transfert doit être ajusté en conséquence.

4. Ajustements finaux

Si le montant de base du transfert est ajusté selon le paragraphe 3 ci-dessus, à partir d'une estimation du montant de ces Ajustements, une autre comptabilisation doit être effectuée entre le Vendeur et l'Acquéreur dans les 180 jours suivant la Date de clôture la plus récente. Par conséquent, les Ajustements doivent être effectués au cas par cas dans les 30 jours suivant la date où le montant réel des Ajustements de capital et des Ajustements monétaires est connu. Toutefois, il est entendu qu'aucune comptabilisation ne peut être menée conformément au présent paragraphe 4 à l'égard de tout ajustement connu des Parties après l'expiration d'une période de deux ans commençant à partir de la Date de clôture ou de tout ajustement découvert pendant cette période s'il n'a pas été communiqué à l'autre Partie avant l'expiration de cette période.

5. Factures

L'Acquéreur doit verser au Vendeur, ou ce dernier doit verser à l'Acquéreur, selon le cas, tout montant réputé dû aux termes du présent Contrat dans les 30 jours suivant la réception de toute facture sur la base de ces obligations. Si une Partie est dans l'impossibilité de payer toute facture en totalité dans les délais indiqués au présent paragraphe, des intérêts sur la partie non payée seront imposés à partir de la date où un tel paiement est d'abord dû jusqu'à la date du paiement final, à un taux d'intérêt égal au taux préférentiel annuel de la Banque canadienne impériale de commerce applicable aux prêts commerciaux en dollars canadiens à la date où ce paiement est d'abord dû, plus un (1) %, et ces intérêts sont immédiatement dus et imputables.

6. Droit de vérification

À condition que tous les montants facturés ci-après soient payés, l'Acquéreur a le droit, mais pas avant 30 jours suivant la réception, par le Vendeur, d'une demande écrite de l'Acquéreur, de mener à ses frais une vérification des documents justificatifs liés aux actifs transférés et des Ajustements afin de s'assurer de l'exactitude des factures en question, ou a le droit de demander à une firme comptable de le faire. Le droit de vérification de l'Acquéreur est octroyé pendant les heures normales de bureau. Le droit de vérification de l'Acquéreur exclut tout droit de ventiler les coûts de la main-d'œuvre standard facturés par le Vendeur. Seule une (1) vérification peut être effectuée au cours d'une année civile. Toute demande de vérification présentée par l'Acquéreur doit être reçue par le Vendeur dans les deux ans suivant la réception de la facture en question, conformément au paragraphe 5 ci-dessus.

ANNEXE D ENGAGEMENT RÉGLEMENTAIRE DE TRANSCANADA

LA PRÉSENTE ANNEXE RENVOIE AU CONTRAT DE VENTE (« LE CONTRAT »), DONT LA DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR EST LE 21 AOÛT 2019, ENTRE ÉERGIR, S.E.C., AGISSANT PAR L'INTERMÉDIAIRE DE SON COMMANDITÉ, ÉNERGIR INC. ET TRANS QUÉBEC & MARITIMES PIPELINE INC. À TITRE DE MANDATAIRE DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZODUC TQM

Les termes commençant par une majuscule employés dans la présente reconnaissance, mais non définis dans la présente ont le sens qui leur est attribué dans le Contrat. Les renvois aux articles se rapportent aux articles du Contrat.

À : Acheteur

Et à : Vendeur

TransCanada confirme par les présentes en faveur d'Énergir, s.e.c. et TQM qu'elle collaborera afin d'obtenir les approbations réglementaires mentionnées à l'alinéa 2.1c) du Contrat, conformément à la loi en vigueur.

TransCanada confirme par les présentes qu'elle déploiera des efforts commerciaux raisonnables en vue d'obtenir les approbations nécessaires pour l'ajout d'une unité additionnelle à la Station 802, y compris une demande déposée conformément à l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada).

Chacun des soussignés confirme par les présentes que si TransCanada reçoit une décision définitive d'une autorité gouvernementale ayant pour effet de rejeter toute approbation réglementaire mentionnée à l'alinéa 2.1c), ou de l'accorder à des conditions insatisfaisantes pour TransCanada et, à sa seule discrétion, TransCanada doit rapidement aviser l'Acquéreur et le Vendeur d'un tel fait; à condition que rien dans les présentes n'oblige TransCanada à faire appel ou à mener un examen d'une telle décision d'une autorité gouvernementale ayant pour effet de rejeter toute approbation réglementaire ou de l'accorder à des conditions insatisfaisantes pour elle et à sa seule discrétion.

Cette reconnaissance peut être signée et transmise par courriel.

Datée du 21 août 2019.

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED

Nom :

Titre :

Nom :

Titre :

ANNEXE E TRAVAIL INTÉRIMAIRE

1) Objet

La présente annexe a pour objet d'énoncer les modalités visant à i) faciliter l'exécution de la vérification diligente conformément au Contrat; ii) mettre sur pied le Comité de travail intérimaire; et iii) garantir l'exploitation, la maintenance, le contrôle et la surveillance des installations de conduites de façon sûre, efficace et opportune, ainsi que le transfert de propriété, notamment en ce qui a trait aux éléments suivants :

- a) Vérification diligente technique de l'intégrité des terres, de l'environnement et des conduites (« Vérification diligente technique »);
- b) Plans et activités d'atténuation relevant de la Vérification diligente technique;
- c) Activités préalables à la clôture;
- d) Documents relatifs aux conduites dont le transfert a été demandé à TQM avant la clôture.

2) Nomination des membres du Comité de travail intérimaire

Chaque Partie confirme par les présentes la nomination de ses représentants au sein du Comité de travail intérimaire, comme établi dans l'avis transmis d'une Partie à l'autre. Chaque Partie peut, au moyen d'un avis communiqué de temps à autre à l'autre Partie, remplacer son ou ses représentants au Comité à compter de la date de transmission de cet avis.

Le Comité de travail intérimaire doit prendre ses décisions par consensus (seul un membre de chaque Partie est habilité à voter); et conserver un compte rendu écrit de ses décisions et des éléments à l'appui. Tout désaccord sur des questions relevant de la compétence du Comité de travail intérimaire ou de l'un de ses sous-comités aux termes de la présente annexe sera résolu conformément aux dispositions du Contrat relatives au règlement des différends.

3) Vérification diligente technique

Les Parties collaborent à l'exécution de la Vérification diligente technique et déploient tous les efforts raisonnables en vue d'établir un plan et un échéancier à l'intention des Parties pour la conduite des activités énoncées et mises à jour de temps à autre au moyen d'une entente écrite entre les Parties. Les Parties peuvent actualiser de temps à autre les appendices du présent Contrat au moyen d'une entente écrite entre les représentants de chaque Partie au sein du Comité de travail intérimaire, et ces appendices mis à jour doivent, à compter de leur approbation, remplacer les appendices précédents.

4) Normes – Coûts préalables à la clôture

Sauf indication contraire dans le Contrat ou décision prise par le Comité, les activités préalables à la clôture doivent être menées conformément aux normes relatives aux conduites préalables à la clôture. Les coûts et dépenses associés à la Vérification diligente technique et aux activités préalables à la clôture doivent être imputés aux Parties conformément à ce qui est spécifié dans un appendice, s'il y a lieu.

5) Activités d'Énergir – Personnel de TQM sur place

Énergir doit donner à TQM l'accès complet aux installations de conduites, si une demande à cet effet lui est soumise.

Les Parties doivent déployer tous les efforts raisonnables en vue de réduire au minimum toute perturbation ou toute panne susceptible de survenir lors d'un tel accès et de l'exécution de toutes activités préalables à la clôture.

6) Santé et sécurité

Énergir est désignée comme l'« entrepreneur principal » au sens de la *Loi sur la santé et la sécurité du travail* (Québec, chap. S-2.1) et doit agir en tant que tel lorsqu'elle mène toute activité préalable à la clôture.

Au cours des activités préalables à la clôture, toutes les visites du site doivent être menées avec les deux Parties présentes, sauf si l'une d'elles décide de ne pas y participer.

7) Norme de soins

Les activités préalables à la clôture menées par l'une ou l'autre des Parties doivent être conformes aux normes de prudence de l'industrie et aux normes relatives aux conduites préalables à la clôture (sauf indication contraire dans un appendice du présent Contrat), ainsi qu'à toutes les lois en vigueur et aux modalités du Contrat.

8) Exploitation et maintenance

Énergir doit informer TQM, par l'entremise d'un préavis verbal de cinq jours ouvrables, de toute activité d'exploitation, d'opération et de maintenance prévue des installations de conduites susceptible d'avoir une incidence sur les activités préalables à la clôture.

Chaque Partie doit, dans un délai raisonnable après toute urgence, aviser verbalement l'autre Partie si cette urgence est susceptible d'avoir une incidence sur toute installation de conduite.

9) Questions d'ordre environnemental

En cas de rejet de substances dangereuses ou de tout autre incident environnemental provoqué par une activité préalable à la clôture ou une activité d'exploitation, d'opération et de maintenance des installations de conduites, la Partie concernée doit assurer, à ses frais et en totalité, les opérations de nettoyage et de remise en état requises en vertu de la législation environnementale applicable. Chaque Partie signale sans tarder à l'autre Partie tout rejet de substances dangereuses ou tout incident environnemental touchant une installation de conduite.

10) Dommages causés à des installations de conduites

En cas de dommages causés à tout actif transféré par une activité préalable à la clôture ou une activité d'exploitation, d'opération et de maintenance des installations de conduites exécutée par une Partie, cette dernière doit effectuer, à ses frais et en totalité, toutes les réparations nécessaires et signaler sans tarder à l'autre Partie tout incident de ce type.

11) Efforts raisonnables

À tout moment avant la clôture, les Parties doivent déployer des efforts raisonnables en vue de veiller à ce que les activités préalables à la clôture et les activités d'exploitation, d'opération et de maintenance des installations de conduites soient exécutées et achevées dans les délais prévus, conformément au Contrat.

12) Coopération

À tout moment avant la clôture, les Parties doivent déployer des efforts raisonnables en vue de porter assistance à l'autre Partie et de collaborer avec elle, s'il y a lieu.

13) Assurance

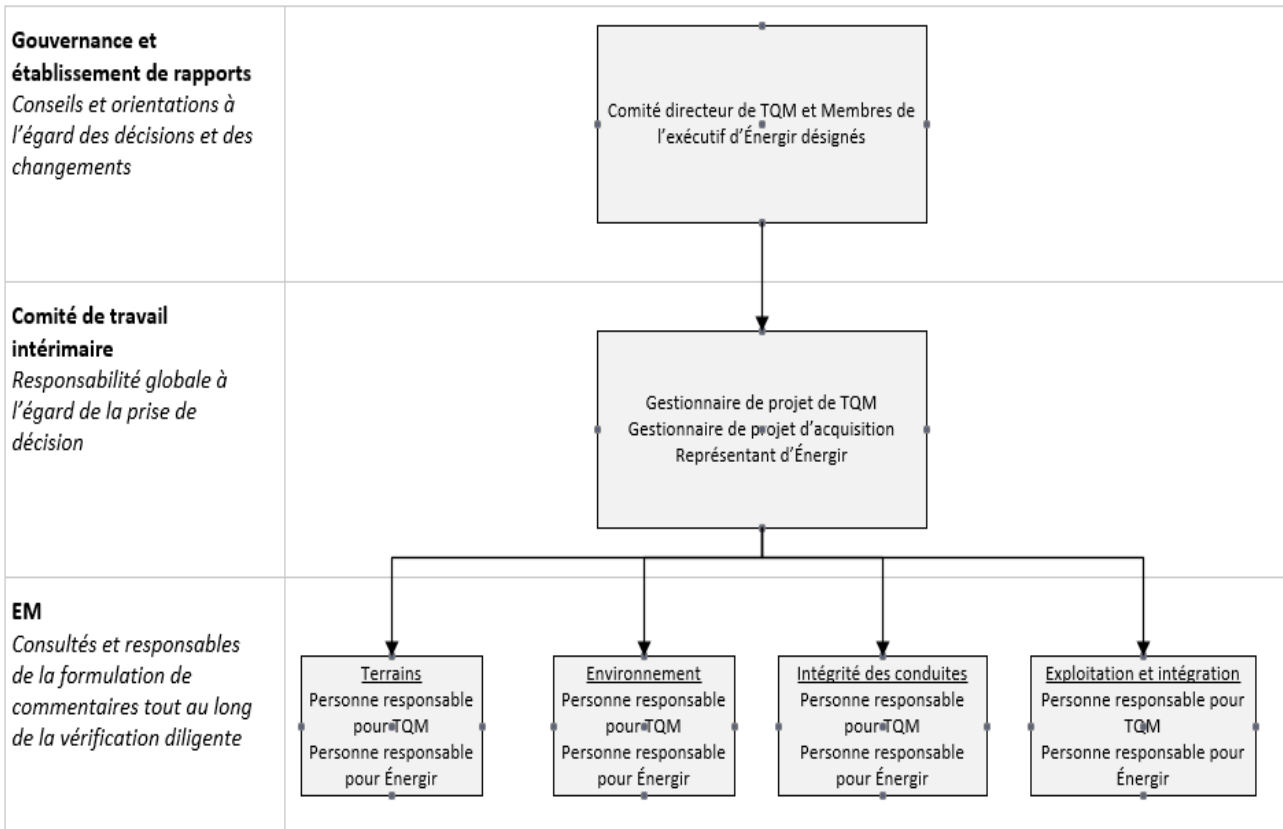
Énergir doit maintenir en vigueur toutes les polices d'assurance dont elle est responsable en rapport avec les installations de conduites.

Il incombe à chaque Partie de s'assurer que tous ses employés et agents, ainsi que toutes les personnes sous sa direction ou son contrôle qui exécutent tout aspect des activités d'exploitation, d'opération et de maintenance des installations de conduites ou de toutes activités préalables à la clôture sont couverts auprès de la Commission des normes, de l'équité, de la santé et de la sécurité du travail, et jouissent notamment d'une couverture personnelle s'ils ne sont pas couverts par d'autres moyens prévus par la Commission. La preuve de cette couverture doit être fournie sans délai, lorsqu'elle est demandée.

14) Modification

Les Parties peuvent décider de modifier toute disposition de la présente annexe, y compris tous les appendices, à condition qu'aucune modification ne soit en vigueur tant qu'elle n'a pas été officialisée au moyen d'un instrument écrit signé par les deux Parties et que les Parties puissent mettre à jour de temps à autre ces appendices au moyen d'une entente écrite entre les représentants de chaque Partie au sein du Comité de travail intérimaire; ces appendices actualisés doivent remplacer, à compter de leur approbation, les versions précédentes des appendices.

15) Gouvernance et présentation de rapports/Comité de travail intérimaire/Experts en la matière



ANNEXE F CERTIFICAT DE CLÔTURE

LE PRÉSENT CERTIFICAT DE CLÔTURE entre en vigueur le ■ 20■■■

**LA PRÉSENTE ANNEXE RENVOIE AU CONTRAT DE VENTE (« LE CONTRAT »),
DONT LA DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR EST LE 21 AOÛT 2019, ENTRE ÉNERGIR,
S.E.C., AGISSANT PAR L'INTERMÉDIAIRE DE SON COMMANDITÉ, ÉNERGIR INC.
ET GAZODUC TRANS QUÉBEC & MARITIMES INC. À TITRE DE MANDATAIRE DE
SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZODUC TQM**

Je [nom] suis [titre] du [Vendeur][TransCanada/Acquéreur].

Je confirme par les présentes que la clôture est survenue, au sens donné à ce terme dans le Contrat.

Daté ce jour du mois 20 .

[Signature du Vendeur/Signature de l'agent de TransCanada]

ANNEXE G ENTENTE DE PRESSION DE LIVRAISON

La présente entente, datée du [•], est conclue entre :

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED, une société
canadienne (« **TransCanada** »)

– et –

ÉNERGIR, S.E.C., une société en commandite constituée
conformément aux lois de la province de Québec (« **ÉNERGIR** »)

Préambule :

- A. La section XII (Pression de livraison) des conditions générales (ci-après « la **Section XII** ») des tarifs de transport de TransCanada (les « **Tarifs** ») prévoit, notamment, une pression minimale de livraison à chaque point de livraison de TransCanada d'au moins 4 000 kilopascals (pression manométrique) ou une pression inférieure convenue par les Parties;
- B. Énergir détient certains Contrats fermes de transport de gaz (les « **Contrats** ») avec TransCanada dans la zone EDA d'Énergir qui sont assujettis aux tarifs;
- C. Énergir a demandé à TransCanada de fournir une pression de livraison à la station de mesurage de Waterloo dans la zone EDA d'Énergir supérieure à la pression de livraison minimale de 4 000 kilopascals figurant à la Section XII, comme cela est énoncé ci-après;
- D. TransCanada a convenu de fournir cette pression de livraison accrue à la station de mesurage de Waterloo aux conditions énoncées dans les présentes, afin d'intégrer certaines charges de transport supplémentaires susceptibles d'être disponibles, si ces pressions plus élevées sont fournies à Énergir. Attendu qu'Énergir consent à fournir, conformément aux Mainline Procedures For Evaluating Facilities to Accommodate Flow Distribution Changes Within Distributor Delivery Areas, une certaine distribution prévue des débits aux stations de mesurage dans la zone EDA d'Énergir (les « feuilles PIL »).

Ainsi, compte tenu des engagements mutuels énoncés dans les présentes et autres considérations (dont la réception et la suffisance sont reconnues par les présentes), les Parties conviennent de ce qui suit :

- 1. Les termes commençant par une majuscule employés dans les présentes, mais non autrement, ont le sens qui leur est attribué dans les tarifs.
- 2. À compter du [•], TransCanada doit livrer le gaz à la station de mesurage de Waterloo à une pression de livraison minimale (la « pression de livraison minimale ») de 7 070 kilopascals (ou à la pression inférieure convenue par les Parties :
Si, à tout moment, les livraisons à Énergir à un point de livraison ou un groupe de points de livraison déterminés par les Parties agissant de manière raisonnable excède le débit

horaire maximal applicable par Énergir, tel qu'il est établi dans la distribution prévue du débit fournie par Énergir à TransCanada, conformément au paragraphe 6, sans le consentement préalable de TransCanada, et que la pression de livraison à Énergir tombe sous la pression de livraison prévue dans le Contrat en vigueur, en dépit des mesures de prévention raisonnables prises par TransCanada, alors cette dernière doit, pour la période de ces livraisons excédentaires, être dégagée de ses obligations contractuelles vis-à-vis d'Énergir relativement à la livraison de gaz au point de livraison ou à la zone touchée par la pression de livraison minimale (la « Pression de livraison accrue »).

3. À l'exception de la pression de livraison minimale modifiée au paragraphe 2 pour la station de mesurage de Waterloo, toutes les conditions des tarifs (y compris la Section XII) doivent continuer de s'appliquer.
4. Sauf indication contraire dans les présentes, les Contrats de transport de gaz d'Énergir continueront d'être assujettis aux tarifs et aux responsabilités de TransCanada vis-à-vis d'Énergir découlant de ce Contrat ou s'y rapportant autrement, et/ou la Pression de livraison accrue est limitée à celle figurant dans la section XXV des Conditions générales des tarifs.
5. La présente entente n'ayant pas de date de fin, la pression de livraison de 7 070 kPa à la station de mesurage de Waterloo sera livrée en permanence.
6. Au plus tard le 12 mars de chaque année, TransCanada transmettra à Énergir les feuilles PIL. Dans les 30 jours suivant la réception des feuilles PIL, Énergir doit communiquer à TransCanada une distribution prévue de son réseau de conduites pour l'année suivante commençant le 1^{er} novembre, au cours de la période initiale et des périodes de renouvellement.
7. Tout avis prévu au titre de la présente entente doit être un avis écrit remis de main à main ou transmis par télécopieur ou autres moyens électroniques ou par lettre recommandée prépayée adressée à l'autre Partie aux adresses figurant ci-après; l'avis sera réputé avoir été reçu 72 heures après son envoi par la poste, immédiatement s'il est remis de main à main et une fois transmis avec succès s'il est envoyé par télécopieur ou par d'autres moyens électroniques :

Dans le cas d'un avis à TransCanada : *Dans le cas d'un avis au Vendeur :*

TransCanada PipeLines Limited

Énergir, s.e.c.,

200 Bay Street, 24th Floor, South Tower

1717, rue du Havre

Toronto, Ontario,

Montréal, Québec

M5J 2J1

H2K 2X3

À l'attention de :

À l'attention de : Vincent Regnault

Télécopieur :

Télécopieur : 514-529-2253

8. TransCanada peut céder la présente entente sans le consentement préalable d'Énergir. Énergir ne peut céder la présente entente sans le consentement écrit préalable de TransCanada, ce consentement ne devant pas être refusé sans motif raisonnable. La présente entente lie TransCanada et Énergir, ainsi que leurs successeurs et cessionnaires respectifs.
9. La présente entente constitue l'accord intégral entre les Parties sur cette question et remplace toutes les ententes et lettres ou tous les accords écrits, verbaux ou électroniques s'y rapportant.
10. La présente entente est régie par les lois de la province de l'Alberta et les lois du Canada qui s'appliquent, sans autre recours à toute loi régissant les conflits de lois. Chacune des Parties reconnaît la compétence exclusive des tribunaux de la province de l'Alberta relativement à toute poursuite pouvant découler de la présente entente.
11. La présente entente peut être signée en contreparties, lesquelles constituent ensemble une seule et même entente, chacune des Parties pouvant exécuter la présente entente en signant sa contrepartie. Une télécopie ou autre copie électronique de la présente entente renfermant la signature d'une Partie sera considérée comme un document original signé.

Les Parties aux présentes ont signé la présente entente à la première date indiquée ci-dessus.

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED

ÉNERGIR, S.E.C., par l'entremise de son
commandité, **ÉNERGIR INC.**

Par :

Par :

Nom :

Nom :

Titre :

Titre :

Par :

Par :

Nom :

Nom :

Titre :

Titre :

ANNEXE H

ENTENTE SUR LES MESURES ET LA SIGNALISATION PAR DES TIERS

MESURES

1. **Unité de volume et unité de quantité** : L'unité de volume pour les fins d'établissement de rapports doit être de mille (1 000) mètres cubes (103 m³) de gaz, et l'unité de quantité doit être le gigajoule (Gj).

2. **Détermination du volume et du pouvoir calorifique brut** : Le volume et le pouvoir calorifique brut du gaz reçu par Énergir en provenance de TQM doivent être déterminés comme suit :

a) Les volumes de gaz et le pouvoir calorifique brut doivent être calculés conformément à la méthodologie prescrite dans la *Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz* (Canada), modifiée de temps à autre, y compris les règlements et spécifications au titre de cette Loi ou, si ces spécifications n'y sont pas énoncées, conformément aux normes acceptées dans l'industrie.

b) Les volumes de gaz et les quantités d'énergie livrés à TQM doivent être déterminés par l'équipement de mesurage précisé dans l'article suivant.

3. **Données de mesure et signaux SCADA** Énergir consent à fournir à TQM les données de mesure et les signaux de télésurveillance et d'acquisition de données (« SCADA ») (collectivement, les « Signaux de données ») figurant à l'appendice A, et convient par conséquent de ce qui suit :

a) Énergir a installé et surveille les installations de signaux dont elle a besoin pour échanger les Signaux de données et, selon les besoins, sera responsable d'installer et de surveiller ou de faire installer ou surveiller, à ses frais, ces installations.

b) TQM a installé et surveille les installations de signaux dont elle a besoin pour échanger les Signaux de données et, selon les besoins, sera responsable d'installer et de surveiller ou de faire installer ou surveiller, à ses frais, ces installations.

c) Les deux Parties reconnaissent et conviennent (et ont signé ce Contrat en reconnaissant le fait) qu'aucune des Parties ne fait de déclaration, ou n'offre de garantie ou d'engagement concernant la disponibilité ou l'exactitude des Signaux de données, et renoncent par conséquent à toute garantie ou condition expresse, implicite ou légale, y compris, mais sans s'y limiter, toute garantie ou condition de qualité ou d'adaptabilité à des fins particulières.

ÉQUIPEMENT DE MESURAGE

1. Tous les appareils de mesurage et tout l'équipement de mesurage servant à déterminer le volume de gaz doivent être approuvés, installés et entretenus conformément à la *Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz* ou, si ces spécifications n'y sont pas énoncées, conformément aux normes acceptées dans l'industrie. En dépit de ce qui précède, l'installation de l'équipement affecté aux livraisons de gaz ou influant sur ces celles-ci doit être effectuée de manière à permettre la détermination exacte de la quantité de gaz livré et la vérification rapide de l'exactitude des mesures.

a) **Station de mesurage** : Conformément à ce qui précède, Énergir installera, entretiendra, opérera et exploitera, ou fera installer, entretenir, opérer et exploiter, au point de livraison ou à proximité, une station de mesurage équipée d'un ou plusieurs appareils de mesurage et d'autres équipements nécessaires pour le mesurage exact du gaz livré aux termes du Contrat.

2. Étalonnage et essai de l'équipement de mesurage : La précision de l'équipement de mesurage doit être vérifiée par Énergir à des intervalles raisonnables, et s'il lui est demandé, en présence de représentants de TQM. Dans l'éventualité où l'une des Parties doit aviser l'autre Partie qu'elle souhaite l'exécution d'un essai spécial de tout équipement de mesurage, les deux Parties doivent collaborer en vue d'assurer la vérification rapide de la précision de cet équipement.

Si l'essai révèle qu'un équipement fournit des relevés erronés de 2 % maximum, les lectures précédentes doivent être considérées comme exactes pour ce qui est du calcul des livraisons ou des reçus de gaz, mais il convient d'ajuster cet équipement sans tarder afin de pouvoir obtenir des données aussi exactes que possible. Si, pour la période écoulée depuis le dernier essai, il est établi que l'équipement de mesurage fournit des relevés erronés de plus de 2 %, alors les lectures précédentes de l'équipement et/ou des instruments utilisés pour déterminer le volume de gaz, selon le cas, doivent être corrigées de manière à n'obtenir aucune erreur pendant une période connue, mais dans le cas où cette période n'est pas connue ni convenue, celle-ci doit excéder 50 % du temps écoulé depuis le dernier essai.

En dépit de ce qui précède, lorsque TQM et Énergir conviennent que les lectures d'un instrument de mesurage ont été inexactes à un moment donné, un certain niveau de correction est nécessaire même si cette inexactitude est inférieure à 2 %.

3. Correction des erreurs de mesurage : Défaillance des appareils de mesurage: Lorsqu'un appareil de mesurage est hors service, ou donne des lectures inexactes, le volume ou la quantité de gaz livré doit être déterminé au moyen de la méthode la plus équitable. Les méthodes suivantes comprennent, sans s'y limiter :

- a) calculs et comparaisons mathématiques, dont le rapport qui prévaut avec un appareil en parallèle;
- b) comparaison des livraisons à des conditions semblables lorsque l'appareil donnait des lectures exactes.

4. Conservation des registres de mesurage : TQM et Énergir doivent conserver pendant une période d'au moins six ans toutes les données d'essai, tous les graphiques et autres registres semblables.

5. Droit d'observation : TQM doit avoir le droit d'envoyer des représentants sur place au moment de toute activité d'installation, de lecture, de nettoyage, de modification, de réparation, d'inspection, d'essai, d'étalonnage ou d'ajustement menée relativement au mesurage des livraisons de gaz aux termes du Contrat. Les registres de cet équipement de mesurage demeurent la propriété d'Énergir, qui transmettra à TQM, si une demande à cet effet lui est soumise, ses registres et graphiques, ainsi que les calculs associés, en rapport avec les inspections et les vérifications.

APPENDICE A SIGNAUX DE DONNÉES

Les Signaux de données suivants doivent être fournis par Énergir à TQM, aux frais de TQM, lorsqu'Énergir est la « **Partie expéditrice** » et TQM est la « **Partie réceptrice** » :

a) *Signaux SCADA*

- i) Les données ci-après sont les données SCADA qui doivent être fournies par la Partie expéditrice à la Partie réceptrice (les « **Données SCADA** ») :

Tableau 1 - Données SCADA et unités

Section de mesurage ¹	Signal	Unités
1	Réception – Volume de débit instantané	e3m3/d
1	Énergie accumulée	Gj
2 (lorsque deux appareils de mesurage sont présents)	Réception – Volume de débit instantané	e3m3/d
2 (lorsque deux appareils de mesurage sont présents)	Énergie accumulée	Gj

- ii) Les Données SCADA seront fournies comme suit :

1. La Partie réceptrice mettra à disposition de la Partie expéditrice les Données SCADA par l'entremise du protocole de transfert de fichiers sécurisés (SFTP), en utilisant les identifiants fournis par cette dernière.
2. La Partie réceptrice présentera les Données SCADA sous forme de fichier XML.
3. La Partie réceptrice mettra à jour le fichier XML au moins une fois toutes les cinq minutes avec les nouvelles Données SCADA.
4. Les pannes prévues peuvent faire l'objet de préarrangements entre les Parties.
5. La Partie réceptrice est responsable de la gestion et de la fiabilité de toutes les Données SCADA. Si la Partie réceptrice se rend compte que les Données SCADA transmises sont inexactes, elle doit en aviser rapidement la Partie expéditrice.

b) *Données de mesurage*

¹ Les données requises doivent avoir été relevées au moyen d'une section de mesurage

- i) Les données ci-après sont les Données de mesurage que doit partager la Partie expéditrice avec la Partie réceptrice :

Tableau 2 – Données SCADA et unités

Signal	Commentaires
Numéro de station	R054
Type de débit	Un des suivants : (E-CSO, E-CUS, E-ALO, M-DVE, M-UNA, M-TNR, M-MVE, M-UTP, M-TRP, O-CME, O-MDE)
Jour gaz	2016-01-06T08:00:00 – OK
Date de début ???Tm???	Somme fin de journée
Date de fin ???Tm???	Somme fin de journée
Volume (103 m3)	Somme fin de journée
Énergie (Gj)	Somme fin de journée

Énergir fournira des données dans un format convenu par les deux Parties.

- ii) les données de mesurage seront partagées entre les Parties comme suit :
1. La Partie réceptrice doit disposer d'un service Web sécurisé pour la réception des données de mesurage en provenance de la Partie expéditrice (« **Service Web** »). Le Service Web de la Partie réceptrice doit être disponible 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7. La Partie réceptrice transmettra à la Partie expéditrice un nom d'utilisateur et un mot de passe pour le Service Web. La Partie réceptrice fournira des points de terminaison d'interface (« **URL** ») pour les environnements d'essai et de production.
 2. La Partie expéditrice transmettra des données de mesurage de gaz horaires à la Partie réceptrice.
 3. La Partie réceptrice est responsable d'intégrer les registres des mesures horaires reçus de la Partie expéditrice sous forme de registres quotidiens.
 4. La Partie expéditrice transmettra une demande de Service Web à la Partie réceptrice sur SSL.
 5. La Partie expéditrice est responsable de la gestion et de la fiabilité de toutes les données de mesurage, et la Partie expéditrice est tenue de vérifier l'exactitude des données qu'elle fournit au Service Web.
 6. L'horodatage des mesures externes sera toujours exprimé en heure normale des Rocheuses (« **HNR** »).
 7. La Partie expéditrice conservera les registres de données de mesurage pendant toute la durée de vie de l'installation plus une période de sept ans pour la vérification qui pourrait être demandée par la Partie réceptrice.
 8. Au besoin, la Partie expéditrice peut émettre à nouveau les données de mesurage passées, et aviser la Partie réceptrice de tout ajustement de plus de $\pm 5\,000$ Gj. S'il faut

- ajuster la composition, la Partie expéditrice émettra à nouveau la composition ainsi que les quantités mesurées pour toutes les périodes touchées.
9. Si la Partie expéditrice avise la Partie réceptrice qu'il est nécessaire d'ajuster une précédente période de données de mesurage, elle doit informer la Partie réceptrice des raisons de cet ajustement et des problèmes éventuels. La Partie expéditrice diffusera à nouveau des mises à jour pour tous les ajustements quotidiens par l'entremise du Service Web et précisera que les journées de gaz ajustées appartiennent à une période fermée. S'il est nécessaire d'ajuster la composition, la Partie expéditrice transmettra à nouveau les données de mesurage au Service Web pour toutes les périodes touchées.
 10. La Partie expéditrice et la Partie réceptrice surveilleront 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7 les défaillances en rapport avec l'expédition et la réception des données de mesurage et le Service Web. En cas de défaillance, l'une des Parties avisera l'autre Partie du temps d'arrêt estimé nécessaire pour corriger la défaillance ou effectuer toute activité d'entretien associé. Dans la mesure où la défaillance décelée a modifié sensiblement les quantités quotidiennes concernées, présentées dans les données de mesurage, la Partie expéditrice doit en aviser la Partie réceptrice par courriel, et préciser l'ajustement manuel temporaire qui sera effectué jusqu'au rétablissement des données de mesurage et du Service Web.

Annexe 6-1

Rapport de solvabilité de DBRS

Rating Report

Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.



Adam Provencher, CFA
+1 416 597 7476
aprovencher@dbrs.com

Ram Vadali, CFA, CPA
+1 416 597 7526
rvadali@dbrs.com

Insight beyond the rating.

Rating

Debt	Rating	Rating Action	Trend
Issuer Rating	A (low)	Confirmed	Stable

Rating Update

On November 15, 2018, DBRS Limited (DBRS) confirmed the Issuer Rating of Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. (TQM or the Company) at A (low) with a Stable trend. TQM is an integral part of the Canadian Mainline system owned by TransCanada Pipelines Limited (TCPL, rated A (low) with a Stable trend by DBRS; TQM's 50% parent, 100% owned by TransCanada Corporation) and is regulated by the National Energy Board (NEB). Virtually all of the Company's earnings are from a long-term, cost-of-service-based take-or-pay contract with TCPL with a current term to 2030, covering 100% of the throughput volumes and eliminating all commodity and volume risk for the Company. As a result, the DBRS rating for TQM is highly influenced by the credit quality of TCPL. TQM meets most of the total demand for natural gas in Québec through Énergir L.P.'s (Énergir; formerly Gaz Métro Limited Partnership. Énergir is 71% owned by Énergir Inc. (rated "A" with a Stable trend by DBRS; formerly Gaz Métro Inc.), TQM's 50% parent) distribution network.

TQM is completing upgrades to its East Hereford Compressor station to increase pipeline capacity to serve incremental contracted natural gas demand in the New England market. The project has received all regulatory approvals from the NEB. Capital expenditure (capex) for the project is expected to total approximately \$55 million (\$28 million expected to be spent in 2018) and is expected to be in service in Q4 2019. Capex is

expected to remain elevated for the next few years as the Company is carrying out additional facility expansion projects totaling \$100 million. The Company expects to fund its capex with debt and cash flow from operations in order to maintain its leverage near the 60% regulated level.

TQM's financial performance for the last 12 months (LTM) ended June 30, 2018, was in line with DBRS expectations, reflecting stable revenues from the NEB five-year toll settlement for 2017-2021. TQM has maintained its leverage near the regulated 60% debt, 40% equity capital structure. Cash flow-to-debt and earnings before interest and taxes interest coverage ratios of 18.2% and 5.07 times, respectively (LTM ended June 30, 2018), have remained relatively strong.

TQM's rating is supported by (1) the take-or-pay contract and strong sponsorship, (2) stable regulation and (3) a reasonable financial profile. The challenges of high capex and concentration risk in the Québec market remain. DBRS may take a negative rating action if the Company's financial metrics deteriorate below a level acceptable for the A (low) rating category. DBRS does not anticipate a positive rating action on TQM in the medium term and any positive or negative rating action will be highly influenced by TCPL's credit profile.

Financial Information

(\$ millions)	6 mos. ended June 31		12 mos. ended June 30	For the year ended December 31				
	2018	2017	2018	2017	2016	2015	2014	2013
Total debt in capital structure ¹	60.5%	60.2%	60.5%	60.4%	60.0%	60.0%	60.0%	60.2%
Cash flow/total debt	18.5%	17.8%	18.2%	18.3%	18.7%	18.0%	17.7%	16.7%
EBIT interest coverage (times)	5.08	4.46	5.07	4.73	4.51	4.29	3.98	3.75

¹ Excludes AFUDC and debt amortizations.

Issuer Description

TQM operates as an extension of the TCPL system, transporting Western Canadian gas to Québec and the U.S. Northeast. TQM is owned 50/50 by TCPL and a wholly owned subsidiary of Énergir (formerly Gaz Métro).

Rating Considerations

Strengths

1. Take-or-pay contract and strong sponsorship

TCPL's capacity commitment under its 15-year take-or-pay contract provides virtually all of TQM's revenues to ship gas to customers in Québec and the U.S. Northeast, eliminating throughput risk through the existing contract term until 2030. Énergir is the principal distributor of gas in Québec, mostly to industrial and commercial customers. TQM also benefits from cost efficiencies enjoyed by the much larger TCPL Canadian Mainline operation, resulting in lower tolls to natural gas users in Québec. The Company's two 50/50 partners, TCPL and Énergir, provide strong sponsorship.

2. Stable regulation

TQM generates predictable earnings under its current regulatory framework (see the Regulation section for more details). TQM is regulated by the NEB with regard to its transportation tolls and its facilities under a cost-of-service methodology. Toll rates are cost-based and are designed to recover the pipeline's investment, operating expenses and a reasonable return on rate base.

3. Reasonable financial profile

TQM has a reasonable financial profile supported by a 60% debt to 40% equity capital structure, with predictable earnings and cash flows. The Company had an 18.2% cash flow to debt ratio and 5.07x EBIT interest coverage ratio for the LTM ended June 30, 2018. TQM is financially flexible as it has maintained its regulated capital structure through debt reduction and managing dividends.

Challenges

1. Concentration risk in Québec market

Québec is TQM's primary market. In Québec, approximately 60% of natural gas distribution is consumed by industrial customers, whose consumption is highly sensitive to economic conditions. There is abundant low-cost hydroelectric power supply in the Québec market, and natural gas is a secondary fuel source with a relatively low market penetration of approximately 20%. Fuel oil is also extensively used in Québec by industrial customers with fuel-switching capabilities and is an alternative fuel source in the current low-price environment.

2. Higher capex requirements

TQM's capex needs are expected to be relatively high in the medium term compared with historic levels. Capex is expected to trend higher as the Company completes projects to increase system capacity and take advantage of potential expansion opportunities. Capex is expected to be approximately \$59 million in 2018, compared with \$15 million in 2017. DBRS expects the Company to finance any free cash flow deficits by managing dividends and issuing debt prudently in order to maintain its debt-to-capital ratio within regulatory levels.

Earnings and Outlook

(\$ millions)	6 mos. ended June 31		12 mos. ended June 30	For the year ended December 31				
	2018	2017	2018	2017	2016	2015	2014	2013
Revenues	46.3	40.8	90.5	84.9	80.6	83.8	80.9	78.7
Operating, maintenance and other	(20.6)	(14.1)	(41.1)	(34.6)	(26.8)	(31.0)	(26.4)	(25.9)
EBITDA	25.7	26.7	49.4	50.4	53.9	52.8	54.5	52.7
Depreciation & amortization	(11.8)	(11.7)	(23.4)	(23.3)	(23.0)	(22.6)	(22.4)	(22.1)
Other income (expense)	0.3	(1.4)	1.8	0.2	(0.1)	(0.1)	(0.2)	(0.5)
EBIT	14.2	13.6	27.8	27.2	30.7	30.1	31.9	30.0
Interest expense	(2.7)	(3.4)	(5.4)	(6.0)	(6.9)	(7.1)	(8.1)	(8.2)
Net Income before Taxes	11.5	10.3	22.4	21.2	23.9	23.1	23.9	21.9
Income tax	(3.8)	(3.7)	(7.7)	(7.6)	(8.4)	(8.2)	(8.4)	(7.7)
Net Income	7.7	6.6	14.7	13.6	15.5	14.9	15.5	14.2
Extraordinary items	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Net Income, as Reported	7.7	6.6	14.7	13.6	15.5	14.9	15.5	14.2

2017 Summary

- TQM's earnings are relatively stable and underpinned by a regulated cost-of-service methodology.
- TQM signed a 15-year term transportation contract with TCPL in 2015, providing a stable revenue stream until 2030.
- 2017 transportation revenues were higher than 2016 due to a higher monthly NEB-approved toll of \$7,347,250 (compared with \$6,609,667 in 2016). The increase was offset by higher operation and maintenance expenses.

2018–2019 Outlook

- For 2018, transportation revenues are expected to decrease based on a lower monthly NEB-approved toll revenue of \$6,490,083. The decrease in revenues is expected to be offset by lower operation and maintenance expenses.
- Earnings in the first six months of 2018 were higher compared to the same period in 2017, primarily because of one-time re-financing costs related to the early redemption of the Series L Senior Unsecured Bonds in 2017.
- Earnings are expected to be in line with 2018 NEB-regulated tolls. Any potential decline in throughput would be mitigated by the cost-of-service methodology and the terms of the TCPL throughput commitment.

Financial Profile

(\$ millions)	6 mos. ended June 31		12 mos. ended June 30	For the year ended December 31				
	2018	2017	2018	2017	2016	2015	2014	2013
Net income before extraordinary items	7.7	6.6	14.7	13.6	15.5	14.9	15.5	14.2
Depreciation & amortization	11.8	11.7	23.4	23.3	23.0	22.6	22.4	22.1
Other non-cash items	(0.3)	0.0	(0.4)	(0.1)	0.1	0.1	0.2	0.6
Cash Flow from Operations	19.2	18.2	37.8	36.9	38.6	37.6	38.1	36.9
Capital expenditures	(13.1)	(2.9)	(25.3)	(15.1)	(21.0)	(17.4)	(7.2)	(14.7)
Working capital changes	(4.4)	(3.1)	0.2	1.5	3.2	1.7	(4.9)	8.0
Free Cash Flow before Dividends	1.7	12.2	12.7	23.2	20.8	22.0	25.9	30.2
Partners' withdrawals	(4.3)	(9.3)	(14.8)	(19.8)	(16.8)	(18.5)	(18.2)	(19.7)
Gross free cash flow	(2.6)	2.9	(2.1)	3.4	4.0	3.5	7.7	10.5
Proceeds from sale of fixed assets & other	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	(0.1)	0.0	0.0
Net Free Cash Flow	(2.6)	2.9	(2.1)	3.4	4.0	3.4	7.7	10.5
Inc. (dec.) in net debt	2.6	(2.9)	2.1	(3.4)	(4.0)	(3.4)	(7.7)	(10.5)
Inc. (dec.) in equity contribution	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Funding Sources	2.6	(2.9)	2.1	(3.4)	(4.0)	(3.4)	(7.7)	(10.5)
Total debt	207.6	204.7	207.6	201.7	206.9	209.0	214.9	221.0
Total debt in capital structure	60.5%	60.2%	60.5%	60.4%	60.0%	60.0%	60.0%	60.2%
Cash flow/total debt	18.5%	17.8%	18.2%	18.3%	18.7%	18.0%	17.7%	16.7%
EBIT interest coverage (times)	5.08	4.46	5.07	4.73	4.51	4.29	3.98	3.75

2017 Summary

- TQM continues to maintain a reasonable financial profile consistent with its current rating category.
- Operating cash flow for 2017 was marginally lower compared with 2016, due to higher operating costs.
- TQM continued to generate positive net free cash flow to adequately service its debt.
- TQM has consistently reduced debt levels and managed dividends to maintain its regulated capital structure and optimal coverage ratios.
- Capex is expected to be approximately \$59 million in 2018 and \$50 million in 2019. The company will fund the expansion capex through draws on its rolling credit facility and cash flow from operations to maintain its debt-to-capital ratio within regulatory levels. DBRS expects the Company to convert this funding into long-term debt once the capital projects are completed.

2018–2019 Outlook

- TQM's cash flows are reasonably predictable and in line with the NEB's tolling Settlement Agreements.

Bank Lines and Liquidity

- TQM's liquidity is adequately supported by predictable cash flows and committed credit facilities.
- TQM has a rolling credit facility of \$125 million, a \$75.0 million term loan and a \$100 million private placement, all of which mature on December 31, 2021.
- As of June 30, 2018, \$107.6 million was outstanding under TQM's credit facilities.

Long-Term Debt Maturities

Debt Maturities (as of June 30, 2018)

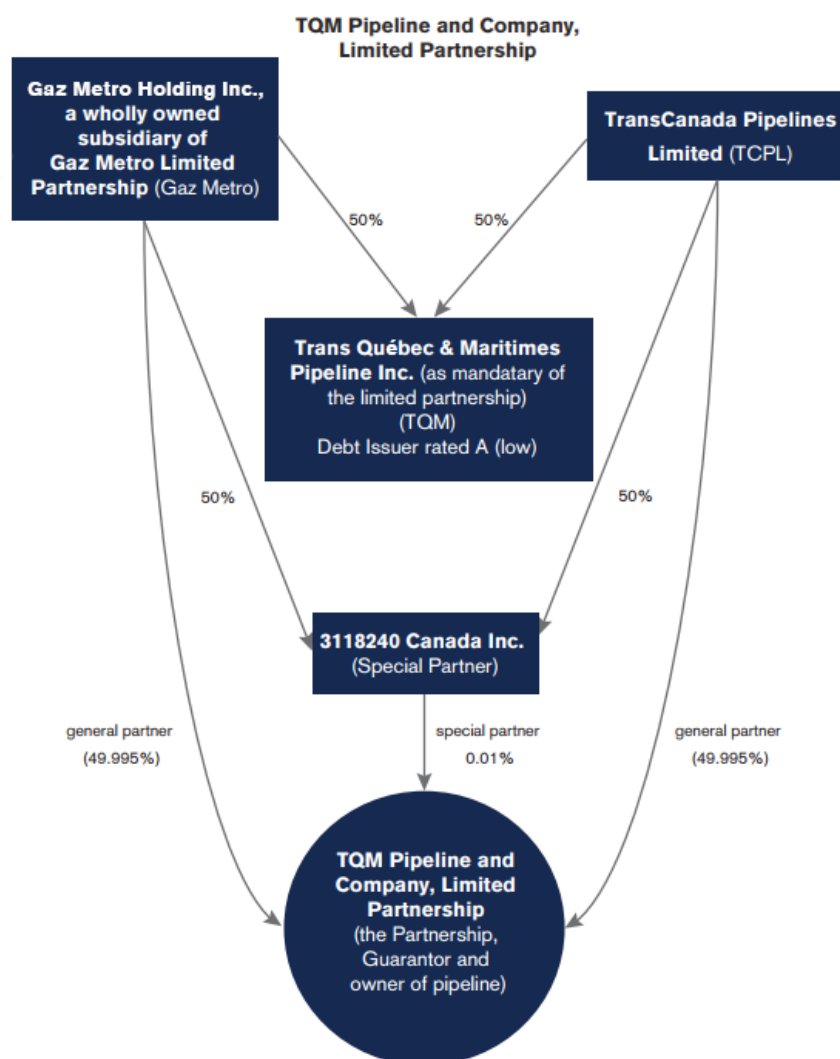
(\$ millions)	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>Total Debt</u>
Long-term debt ¹	-	-	-	207.6	-	207.6
% total debt	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	100.0%

¹ Including bank credit facilities.

- In March 2017, TQM refinanced its \$100 million Series L Senior Unsecured Bonds with a \$100 million private-placement senior note (not rated by DBRS) due December 31, 2021.

Organizational Structure

TQM, acting as the mandatary (agent) of TQM Pipeline and Company, Limited Partnership (the Partnership) issued the Series A Senior Notes and is the borrower under the Term Loan and the existing revolving term loan facility. The Partnership guarantees TQM's debt obligations (see Organizational Chart below).



Organizational Structure (CONTINUED)

- Following the January 1, 1994, adoption of the new Civil Code of Québec, general partnerships were prohibited from issuing or distributing negotiable securities.
- Consequently, on August 24, 1995, Énergir, TCPL, 3118240 Canada Inc. (the Special Partner) and TQM agreed to convert the general partnership into a limited partnership (the Partnership Agreement) to restore the ability to access debt financing.
- Under the Partnership Agreement, TQM was appointed mandatory (agent) of the Partnership to perform all functions necessary to operate the pipeline, including borrowing money and issuing debt.
- The General Partners are not responsible for the obligations of the Partnership.
- The Special Partner is responsible for obligations of the Partnership up to the amount of its contribution in the Partnership (\$8,250 in August 1995, as part of the conversion to a limited partnership structure).
- On September 30, 2012, as part of a corporate reorganization, Énergir transferred to Gaz Metro Holding Inc. Québec Inc. its wholly owned subsidiary, its ownership in the Company, the Partnership and 3118240 Canada Inc.

Regulation – TQM

- TQM is regulated by the NEB and generates stable earnings under a regulated cost-of-service methodology.
- The NEB approved TQM's 2017–2021 toll settlement application in February 2017. TQM's final tolls for 2018 were set at \$6.49 million per month (\$77.8 million – full year). The 2017 tolls include a return on rate base of 6.35%.
- TQM's tolls are cost-based and are designed to recover the pipeline's investment, operating expenses and a reasonable return on rate base. The Company's tolls are approved by the NEB annually and allow for recovery of any variance between actual and expected revenues and costs in future years through deferred revenue accounts.
- Future toll filings depend on the structure of the settlement but are expected to follow a similar structure to existing filings.

Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.

Balance Sheet

(\$ millions)	June 30	December 31	
	<u>2018</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Assets			
Cash & equivalents	7.7	4.4	6.4
Accounts receivable	9.9	11.3	9.5
Inventories	1.2	1.2	1.1
Prepaid expenses & other	5.8	0.5	1.2
Total Current Assets	24.5	17.5	18.3
Net fixed assets	335.9	334.2	342.3
Other long-term assets	18.9	16.1	10.6
Total Assets	379.4	367.8	371.1

Liabilities & Equity	June 30	December 31	
	<u>2018</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
S.T. borrowings	0.0	0.0	0.0
Accounts payable	10.4	9.0	9.0
Current portion L.T.D.	0.0	0.0	99.9
Interest payable	1.5	0.2	1.4
Other current liab.	4.0	7.2	3.4
Total Current Liab.	15.8	16.4	113.7
Long-term debt	207.6	201.7	107.0
Other L.T. liab.	20.6	17.6	12.2
Partners' equity	135.4	132.0	138.2
Total Liab. & SE	379.4	367.8	371.1

Balance Sheet & Liquidity & Capital Ratios	6 mos. ended June 31		12 mos. ended June 30	For the year ended December 31				
	<u>2018</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Current ratio	1.55	1.74	1.55	1.06	0.16	1.53	1.80	0.19
Total debt in capital structure	60.5%	60.2%	60.5%	60.4%	60.0%	60.0%	60.0%	60.2%
Cash flow/total debt	18.5%	17.8%	18.2%	18.3%	18.7%	18.0%	17.7%	16.7%
Total debt/EBITDA (times)	4.04	3.84	4.20	4.00	3.84	3.96	3.95	4.19
(Cash flow – divs.)/net capex	1.13	3.06	0.91	1.13	1.04	1.09	2.76	1.17
Dividend payout ratio	56.1%	141.9%	100.5%	145.5%	108.5%	124.0%	117.4%	138.9%
Cash dist./cash flow	22.4%	51.0%	39.2%	53.7%	43.5%	49.2%	47.8%	53.4%

Coverage Ratios ¹

EBIT interest coverage	5.08	4.46	5.07	4.73	4.51	4.29	3.98	3.75
EBITDA interest coverage	9.36	7.93	9.09	8.33	7.83	7.49	6.77	6.47
Fixed-charge coverage	5.08	4.46	5.07	4.73	4.51	4.29	3.98	3.75

Profitability Ratios

EBITDA margin	55.5%	65.3%	54.6%	59.3%	66.8%	63.0%	67.3%	67.0%
EBIT margin	30.1%	36.8%	30.5%	33.7%	38.5%	36.1%	39.6%	38.9%
Profit margin	16.5%	16.1%	16.3%	16.0%	19.2%	17.8%	19.2%	18.0%
Return on equity	11.1%	9.4%	10.7%	10.1%	11.2%	10.6%	10.7%	9.5%
Return on capital	5.5%	5.1%	5.9%	5.3%	5.9%	5.6%	5.8%	5.3%

Selected Data (\$ millions)

Operating revenues	46.32	40.81	90.47	84.95	80.65	83.81	80.89	78.66
Earnings before interest and taxes	14.23	13.61	27.84	27.22	30.75	30.15	31.92	30.04
Net income before extra.	7.66	6.55	14.72	13.61	15.49	14.92	15.51	14.18
Reported earnings	7.66	6.55	14.72	13.61	15.49	14.92	15.51	14.18
Cash flow from operations	19.16	18.23	37.78	36.85	38.60	37.61	38.07	36.87
Withdrawals by partners	(4.30)	(9.30)	(14.80)	(19.80)	(16.80)	(18.50)	(18.20)	(19.70)
Capital expenditures	(13.09)	(2.92)	(25.25)	(15.08)	(21.02)	(17.37)	(7.21)	(14.65)
Changes in working capital items	(4.37)	(3.12)	0.20	1.45	3.20	1.72	(4.93)	7.95
Gross Free Cash Flow	(2.61)	2.89	(2.07)	3.42	3.97	3.46	7.73	10.47
Proceeds from sale of fixed assets	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	(0.10)	0.00	0.00
Net Free Cash Flow	(2.61)	2.89	(2.07)	3.42	3.97	3.36	7.73	10.47

Operating Statistics

Average rate base (\$ thousands)	335,706	339,202	335,706	333,852	339,800	343,037	352,371	362,285
Pipeline (kilometres)	572	572	572	572	572	572	572	572
Volume throughputs (bcf)	116	100	210	194	193	197	187	194
Volume throughputs (bcf/day)	0.426	0.365	0.577	0.532	0.530	0.539	0.513	0.532

¹ Excludes AFUDC and debt amortizations.

Rating History

	Current	2017	2016	2015	2014	2013
Issuer Rating	A (low)	A (low)	A (low)	A (low)	A (low)	A (low)

Related Research

- Énergir Inc.: Rating Report, April 16, 2018.
- TransCanada Corporation and TransCanada Pipelines Limited: Rating Report, June 5, 2018.

Previous Report

- Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.: Rating Report, November 20, 2017.

Notes:

All figures are in Canadian dollars unless otherwise noted.

For the definition of Issuer Rating, please refer to Rating Definitions under Rating Policy on www.dbrs.com.

Generally, Issuer Ratings apply to all senior unsecured obligations of an applicable issuer, except when an issuer has a significant or unique level of secured debt.

The DBRS group of companies consists of DBRS, Inc. (Delaware, U.S.)(NRSRO, DRO affiliate); DBRS Limited (Ontario, Canada)(DRO, NRSRO affiliate); DBRS Ratings Limited (England and Wales) (CRA, NRSRO affiliate, DRO affiliate); and DBRS Ratings México, Institución Calificadora de Valores S.A. de C.V. (Mexico)(CRA, NRSRO affiliate, DRO affiliate). Please note that DBRS Ratings Limited was registered as an NRSRO affiliate on July 14, 2017. For more information on regulatory registrations, recognitions and approvals, please see: <http://www.dbrs.com/research/225752/highlights.pdf>.

© 2018, DBRS. All rights reserved. The information upon which DBRS ratings and other types of credit opinions and reports are based is obtained by DBRS from sources DBRS believes to be reliable. DBRS does not audit the information it receives in connection with the analytical process, and it does not and cannot independently verify that information in every instance. The extent of any factual investigation or independent verification depends on facts and circumstances. DBRS ratings, other types of credit opinions, reports and any other information provided by DBRS are provided "as is" and without representation or warranty of any kind. DBRS hereby disclaims any representation or warranty, express or implied, as to the accuracy, timeliness, completeness, merchantability, fitness for any particular purpose or non-infringement of any of such information. In no event shall DBRS or its directors, officers, employees, independent contractors, agents and representatives (collectively, DBRS Representatives) be liable (1) for any inaccuracy, delay, loss of data, interruption in service, error or omission or for any damages resulting therefrom, or (2) for any direct, indirect, incidental, special, compensatory or consequential damages arising from any use of ratings and rating reports or arising from any error (negligent or otherwise) or other circumstance or contingency within or outside the control of DBRS or any DBRS Representative, in connection with or related to obtaining, collecting, compiling, analyzing, interpreting, communicating, publishing or delivering any such information. Ratings and other types of credit opinions issued by DBRS are, and must be construed solely as, statements of opinion and not statements of fact as to credit worthiness or recommendations to purchase, sell or hold any securities. A report with respect to a DBRS rating or other credit opinion is neither a prospectus nor a substitute for the information assembled, verified and presented to investors by the issuer and its agents in connection with the sale of the securities. DBRS may receive compensation for its ratings and other credit opinions from, among others, issuers, insurers, guarantors and/or underwriters of debt securities. DBRS is not responsible for the content or operation of third party websites accessed through hypertext or other computer links and DBRS shall have no liability to any person or entity for the use of such third party websites. This publication may not be reproduced, retransmitted or distributed in any form without the prior written consent of DBRS. ALL DBRS RATINGS AND OTHER TYPES OF CREDIT OPINIONS ARE SUBJECT TO DISCLAIMERS AND CERTAIN LIMITATIONS. PLEASE READ THESE DISCLAIMERS AND LIMITATIONS AT <http://www.dbrs.com/about/disclaimer>. ADDITIONAL INFORMATION REGARDING DBRS RATINGS AND OTHER TYPES OF CREDIT OPINIONS, INCLUDING DEFINITIONS, POLICIES AND METHODOLOGIES, ARE AVAILABLE ON <http://www.dbrs.com>.

Annexe 6-2

Rapport de solvabilité de Standard & Poor's (TQM)

Summary:

**Trans Quebec & Maritimes Pipeline
Inc.**

Primary Credit Analyst:

Luqman Ali, Toronto; luqman.ali@spglobal.com

Secondary Contact:

Stephen R Goltz, Toronto + 1 (416) 507 2592; stephen.goltz@spglobal.com

Table Of Contents

Credit Highlights

Outlook

Our Base-Case Scenario

Company Description

Business Risk

Financial Risk

Liquidity

Group Influence

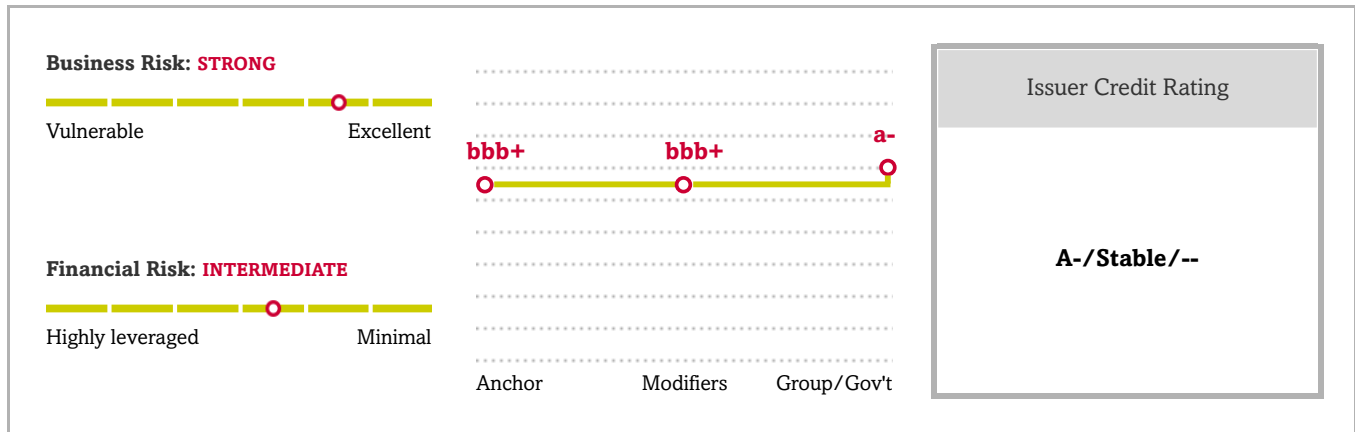
Reconciliation

Ratings Score Snapshot

Related Criteria

Summary:

Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.



Credit Highlights

Overview

Key Strengths	Key Risks
Regulated gas transmission pipeline with an entrenched position as the monopoly gas transmission pipeline in Quebec	Lack of diversity with the pipeline being Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.'s (TQM) only asset
Contracted for 100% of capacity until 2030, providing contract stability with an investment-grade counterparty, (TCPL; BBB+/Stable/--)	Highly depreciated pipeline with a declining rate base (resulting in high capital spending, although this results in increased rate base, which is a credit positive)

Stable and predictable cash flows with long-term contracts with TCPL until 2030.

TQM has a dominant market position as the monopoly gas transmission pipeline in Quebec. Reflecting this is the long-term, take-or-pay shipping contract with TCPL for 100% of the capacity until 2030 that provides stable revenues and cash flows.

Regulated operations.

A stable and supportive regulatory system through the National Energy Board (NEB) provides stability in revenues and cash flows through stable rates of return.

Summary: Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.

Outlook: Stable

The stable outlook reflects that of joint venture parent Energir Inc., and S&P Global Ratings' assessment that TQM would be strategically important to the group. We assess Energir to be the group parent, and our ratings on it become the group credit profile (GCP) due to what we believe to be Energir's stronger economic and operational incentives for support compared with that of TCPL, although they have equal 50% ownership. TQM serves about 60% of Energir's distribution network and is highly interconnected. In our base-case scenario, we expect the company to maintain funds from operations (FFO)-to-debt in the upper half of the intermediate financial risk profile category (16%-20%).

Downside scenario

We could lower the stand-alone credit profile (SACP) on TQM based on any adverse NEB decisions that would impair returns or cost recovery; or if credit metrics weakened, with FFO-to-debt falling consistently below 13%. A downgrade to Energir would affect our ratings on TQM. The group rating methodology provides a maximum three-notch uplift to the ratings on TQM, capped by one notch below the GCP. Although we don't expect it, if the SACP on TQM falls below 'bbb-', the overall rating could fall to 'BBB+'.

Upside scenario

An upgrade to parent Energir would also flow to TQM given the level of group support. We could raise the SACP if TQM's credit metrics improved, with FFO-to-debt consistently above 23%. We would cap the ratings at the GCP because we do not believe that TQM has sufficient regulatory or legal ring-fencing mechanisms to be considered an insulated subsidiary from its parents.

Our Base-Case Scenario

Assumptions	Key Metrics			
<ul style="list-style-type: none"> Capital expenditures of C\$55 million-C\$60 million in 2019, and C\$90 million-C\$100 million in 2020 to support integrity programs and compressor expansion work Dividend and debt repayment policy that will approximate a 60-to-40 debt-to-equity capitalization Continued NEB-approved tolling settlements 	2018A	2019E	2020E	
	FFO/debt (%)	16.5	16-18	16-18
	Debt/EBITDA (x)	5.2	4.5-5.0	4.5-5.0
A--Actual. E--Estimate				

Base-Case projections

We expect leverage to be slightly elevated through our forecasted years due to higher capital spending on brownfield growth projects. We further expect our adjusted FFO-to-debt to remain in the 16%-20% range through 2020 and

Summary: Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.

debt-to-EBITDA to remain close to 5x over our forecast years to fund the company's growth program.

Company Description

TQM is a single-asset pipeline company. The company owns the 572-kilometer TQM pipeline system that connects to the TransCanada Canadian Mainline system near Saint-Lazare, Que., and extends to points near Quebec City. It also delivers gas to the Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS) at the Quebec/New Hampshire border. TQM serves about 60% of Energir's distribution network. The TQM pipeline has 31 delivery points and two compressor stations and has capacity of 800 million cubic feet per day. At East Hereford, TQM connects to the PNGTS, which supplies natural gas to the New England region of the U.S., primarily Vermont, New Hampshire, Maine, and Massachusetts. The TransCanada Mainline holds contracts for the pipeline's capacity. TQM is jointly owned by TransCanada Pipelines Ltd. and Energir.

Business Risk: Strong

We base our assessment of TQM's strong business risk profile on its dominant market position in gas transmission in Quebec, a stable and supportive regulatory system (the NEB regulates the company), and a long-term, take-or-pay shipping contract with TCPL for all the capacity until 2030 that provides stable revenues and cash flows. We do not expect any recontracting risk because TQM is a demand-pull pipeline from Energir's gas distribution network. We believe that TQM has a strong competitive position.

Peer comparison

TQM compares well with peers like Southeast Supply Header Pipeline LLC, Midcontinent Express Pipeline LLC and Gulfstream Natural Gas System LLC.

- TQM's credit metrics are in line with the intermediate range and close to those of most peers. We view NEB regulation to be generally more credit supportive than FERC and relative to its peers. TQM has a much lower risk of bypass being a monopoly demand-pull transmission pipeline in its service area.
- Southeast Supply Header Pipeline LLC (BBB-/Stable/--) is a pipeline between Perryville Hub near Delhi, La., to connections with Gulfstream Natural Gas and Florida Gas. We rate it lower than TQM, and it is fully contracted with weighted average life of about seven years. It does not directly connect to the systems of Florida utilities and must rely on availability on Gulfstream and Florida Gas. Aggressive dividend policy with most of cash remaining after capital expenditures and working capital needs paid out as dividends. We applied a negative comparable ratings analysis modifier to reflect the company's small size and lack of direct access to markets and shippers. We rate Southeast Supply stand-alone.
- Midcontinent Express Pipeline LLC (BBB-/Negative/--) is a two zone pipeline: Zone 1 runs 306 miles from Bennington, Okla., to Delhi, La. and Zone 2 runs about 200 miles from Delhi to Butler, Ala., with interconnections at various interstate pipelines and through some of the most predictable and high gas demand areas. It depends on regional pricing spreads, which could pressure recontracting rates in the long-term and affect its competitive position score. The company has a high dividend payout ratio.
- Gulfstream Natural Gas (BBB/Stable/--) is a 745-mile natural gas underwater pipeline between Mobile Bay, Ala., and Tampa Bay, reaching the Lakeland and Palm Beach areas. Fully contracted pipeline with a riskier operating

Summary: Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.

profile because it is underwater. Its metrics are somewhat weak for the rating, with what we consider an aggressive dividend policy, paying out most of its remaining cash to its parents. We rate Gulfstream stand-alone.

Financial Risk: Intermediate

We view TQM's financial risk profile as intermediate using the low-volatility cash flow and leverage table, with FFO-to-debt staying in the 16%-20% range for the next two years.

We believe that, although the company is leveraged, the moderate capital spending profile and highly stable regulated cash flows provide a high degree of stability to the financial metrics. TQM is undergoing growth capital spending of brownfield expansions where it is adding a compressor station to increase capacity on the pipeline to accommodate more volumes to PNGTS. We expect these capital expenditures will slow the declining rate base.

As the rate base depreciates, we expect debt repayment and dividend policy to keep the capital structure intact at about a 60-to-40 debt-to-equity ratio. Our base-case financial assumptions include FFO of C\$35 million-C\$45 million in 2019 and capital expenditures of C\$55 million-C\$60 million.

Liquidity: Adequate

We consider TQM's liquidity as adequate, with sources divided by uses greater than 1.2x in the next 12 months. The company has a solid relationship with banks, good standing in the market, and prudent risk management.

Principal Liquidity Sources	Principal Liquidity Uses
<ul style="list-style-type: none"> • Cash of about C\$2.1 million as of Dec. 31st, 2018 • FFO of C\$35 million-C\$45 million • Approximately C\$71 million available under the C\$125 million revolving credit facility 	<ul style="list-style-type: none"> • Capital expenditures of C\$55 million-C\$60 million in 2019

Group Influence

The company is a joint venture with 50-50 owners TCPL and Energir. We believe that there are stronger operational and financial links to Energir, because the pipeline is the sole transmission pipeline for its distribution network, and we assess the GCP to be equal to the issuer credit rating on Energir. We believe that TQM is strategically important because it is unlikely to be sold, is important to the group's long-term strategy, has the commitment of senior group management, and is reasonably successful at what it does. We cap the ratings on a strategically important at one notch below the GCP.

Summary: Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.

Reconciliation

Reconciliation Of Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.'s Reported Amounts With S&P Global Ratings' Adjusted Amounts (Mil. C\$)

--Fiscal year ended Dec. 31, 2018--

Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc. reported amounts	Debt	EBITDA	Operating income	Interest expense	S&P Global Ratings' adjusted EBITDA	Cash flow from operations	Capital expenditure
	229.12	43.63	19.93	4.83	43.73	32.93	54.25
S&P Global Ratings' adjustments							
Cash taxes paid	--	--	--	--	--	--	--
Cash taxes paid--other	--	--	--	--	--	--	--
Cash interest paid	--	--	--	--	(5.74)	--	--
Postretirement benefit obligations/ deferred compensation	0.97	0.10	0.10	0.07	--	--	--
Accessible cash and liquid investments	(1.60)	--	--	--	--	--	--
Capitalized interest	--	--	--	0.31	(0.31)	(0.31)	(0.31)
Non-operating income (expense)	--	--	0.25	--	--	--	--
Total adjustments	(0.63)	0.10	0.36	0.37	(6.05)	(0.31)	(0.31)
S&P Global Ratings' adjusted amounts	Debt	EBITDA	EBIT	Interest expense	Funds from operations	Cash flow from operations	Capital expenditures
Adjusted	228.48	43.73	20.29	5.21	37.68	32.62	53.95

Ratings Score Snapshot

Issuer Credit Rating

A-/Stable/--

Business risk: Strong

- **Country risk:** Very low
- **Industry risk:** Low
- **Competitive position:** Strong

Financial risk: Intermediate

- **Cash flow/Leverage:** Intermediate

Anchor: bbb+

Modifiers

- **Diversification/Portfolio effect:** Neutral (no impact)

Summary: Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.

- **Capital structure:** Neutral (no impact)
- **Financial policy:** Neutral (no impact)
- **Liquidity:** Adequate (no impact)
- **Management and governance:** Satisfactory (no impact)
- **Comparable rating analysis:** Neutral (no impact)

Stand-alone credit profile : bbb+

- **Entity status within group:** Strategically important (+1 notch from SACP)

Related Criteria

- Criteria - Corporates - General: Reflecting Subordination Risk In Corporate Issue Ratings, Sept. 21, 2017
- General Criteria: Methodology For Linking Long-Term And Short-Term Ratings, April 7, 2017
- Criteria - Corporates - General: Methodology And Assumptions: Liquidity Descriptors For Global Corporate Issuers, Dec. 16, 2014
- Criteria - Corporates - Industrials: Key Credit Factors For The Midstream Energy Industry, Dec. 19, 2013
- General Criteria: Group Rating Methodology, Nov. 19, 2013
- Criteria - Corporates - General: Corporate Methodology: Ratios And Adjustments, Nov. 19, 2013
- Criteria - Corporates - General: Corporate Methodology, Nov. 19, 2013
- General Criteria: Country Risk Assessment Methodology And Assumptions, Nov. 19, 2013
- General Criteria: Methodology: Industry Risk, Nov. 19, 2013
- General Criteria: Methodology: Management And Governance Credit Factors For Corporate Entities And Insurers, Nov. 13, 2012
- General Criteria: Use Of CreditWatch And Outlooks, Sept. 14, 2009

Business And Financial Risk Matrix						
Business Risk Profile	Financial Risk Profile					
	Minimal	Modest	Intermediate	Significant	Aggressive	Highly leveraged
Excellent	aaa/aa+	aa	a+/a	a-	bbb	bbb-/bb+
Strong	aa/aa-	a+/a	a-/bbb+	bbb	bb+	bb
Satisfactory	a/a-	bbb+	bbb/bbb-	bbb-/bb+	bb	b+
Fair	bbb/bbb-	bbb-	bb+	bb	bb-	b
Weak	bb+	bb+	bb	bb-	b+	b/b-
Vulnerable	bb-	bb-	bb-/b+	b+	b	b-

Summary: Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.

Copyright © 2019 by Standard & Poor's Financial Services LLC. All rights reserved.

No content (including ratings, credit-related analyses and data, valuations, model, software or other application or output therefrom) or any part thereof (Content) may be modified, reverse engineered, reproduced or distributed in any form by any means, or stored in a database or retrieval system, without the prior written permission of Standard & Poor's Financial Services LLC or its affiliates (collectively, S&P). The Content shall not be used for any unlawful or unauthorized purposes. S&P and any third-party providers, as well as their directors, officers, shareholders, employees or agents (collectively S&P Parties) do not guarantee the accuracy, completeness, timeliness or availability of the Content. S&P Parties are not responsible for any errors or omissions (negligent or otherwise), regardless of the cause, for the results obtained from the use of the Content, or for the security or maintenance of any data input by the user. The Content is provided on an "as is" basis. S&P PARTIES DISCLAIM ANY AND ALL EXPRESS OR IMPLIED WARRANTIES, INCLUDING, BUT NOT LIMITED TO, ANY WARRANTIES OF MERCHANTABILITY OR FITNESS FOR A PARTICULAR PURPOSE OR USE, FREEDOM FROM BUGS, SOFTWARE ERRORS OR DEFECTS, THAT THE CONTENT'S FUNCTIONING WILL BE UNINTERRUPTED OR THAT THE CONTENT WILL OPERATE WITH ANY SOFTWARE OR HARDWARE CONFIGURATION. In no event shall S&P Parties be liable to any party for any direct, indirect, incidental, exemplary, compensatory, punitive, special or consequential damages, costs, expenses, legal fees, or losses (including, without limitation, lost income or lost profits and opportunity costs or losses caused by negligence) in connection with any use of the Content even if advised of the possibility of such damages.

Credit-related and other analyses, including ratings, and statements in the Content are statements of opinion as of the date they are expressed and not statements of fact. S&P's opinions, analyses and rating acknowledgment decisions (described below) are not recommendations to purchase, hold, or sell any securities or to make any investment decisions, and do not address the suitability of any security. S&P assumes no obligation to update the Content following publication in any form or format. The Content should not be relied on and is not a substitute for the skill, judgment and experience of the user, its management, employees, advisors and/or clients when making investment and other business decisions. S&P does not act as a fiduciary or an investment advisor except where registered as such. While S&P has obtained information from sources it believes to be reliable, S&P does not perform an audit and undertakes no duty of due diligence or independent verification of any information it receives. Rating-related publications may be published for a variety of reasons that are not necessarily dependent on action by rating committees, including, but not limited to, the publication of a periodic update on a credit rating and related analyses.

To the extent that regulatory authorities allow a rating agency to acknowledge in one jurisdiction a rating issued in another jurisdiction for certain regulatory purposes, S&P reserves the right to assign, withdraw or suspend such acknowledgment at any time and in its sole discretion. S&P Parties disclaim any duty whatsoever arising out of the assignment, withdrawal or suspension of an acknowledgment as well as any liability for any damage alleged to have been suffered on account thereof.

S&P keeps certain activities of its business units separate from each other in order to preserve the independence and objectivity of their respective activities. As a result, certain business units of S&P may have information that is not available to other S&P business units. S&P has established policies and procedures to maintain the confidentiality of certain non-public information received in connection with each analytical process.

S&P may receive compensation for its ratings and certain analyses, normally from issuers or underwriters of securities or from obligors. S&P reserves the right to disseminate its opinions and analyses. S&P's public ratings and analyses are made available on its Web sites, www.standardandpoors.com (free of charge), and www.ratingsdirect.com (subscription), and may be distributed through other means, including via S&P publications and third-party redistributors. Additional information about our ratings fees is available at www.standardandpoors.com/usratingsfees.

STANDARD & POOR'S, S&P and RATINGSDIRECT are registered trademarks of Standard & Poor's Financial Services LLC.

Annexe 6-3

Rapport de DBRS sur TC Énergie et TCPL



[About DBRS](#)

[Understanding Ratings](#)

[Market Sectors](#)

[Products & Services](#)

[Search](#)

[My Account](#)

[Contact](#)

Press Release

DBRS Confirms Ratings of TC Energy Corporation and TransCanada PipeLines Limited

Energy

June 05, 2019

DBRS Limited (DBRS) confirmed the Preferred Shares – Cumulative rating of TC Energy Corporation (TCC) at Pfd-2 (low). DBRS also confirmed the Issuer Rating and Unsecured Debentures & Notes rating of TransCanada PipeLines Limited (TCPL; TCC's wholly owned subsidiary) at A (low), as well as the rating of TCPL's Junior Subordinated Notes at BBB and the rating of TCPL's Commercial Paper at R-1 (low). All trends remain Stable. The Preferred Shares - Cumulative rating of TCC, which owns 100% of TCPL and holds no other material assets, is based on the credit strength of TCPL and the expectation that no debt will be issued by TCC. DBRS ratings are determined using the consolidated credit profile of TCC.

TCC's ratings reflect the relatively stable cash flow generation supported by the Company's diversified energy infrastructure asset portfolio of natural gas pipelines, liquids pipelines and power generation assets in North America. The Company's credit metrics have modestly improved in the past three years and DBRS expects further improvement in metrics to support the current rating. A majority of TCC's operating cash flow is underpinned by cost of service rate-regulated and long-term contracted assets with no commodity risk. Liquefied natural gas exports and the Company's Power and Petrochemical sectors continue to drive end-user natural gas demand growth in North America. TCC's infrastructure assets are difficult to replicate and provide connectivity from prolific basins of the Marcellus/Utica Shale Formation, the Permian Basin and Western Canadian Sedimentary Basin to strong and growing demand markets. TCC's natural gas pipelines serve approximately 25% of continental natural gas demand and its liquids pipelines handle approximately 20% of western Canadian crude oil exported to the United States. TCC is also one of the largest

Issuers

[TransCanada PipeLines Limited](#)
[TC Energy Corporation](#)

Contacts



Ram Vadali
Senior Vice
President, Energy -
Global Corporates
+1 416 597 7526
rvadali@dbrs.com



Ravikanth Rai
Vice President,
Energy - Global
Corporates
+1 416 597 7388
rrai@dbrs.com



Guru Durairaj
Senior Financial
Analyst, Energy -
Global Corporates
+1 416 597 7357
gdurairaj@dbrs.com

independent power generators in Canada, with approximately 6,000 megawatts (MW) of power generation.

TCC continues to execute on \$30.3 billion of commercially secured capital projects (excluding the Keystone XL Pipeline) in the 2019–2023 period (\$9.9 billion spent as at Q1 2019). The Company plans to spend approximately \$ 7.1 billion in capex for 2019 and placed approximately \$5.3 billion of growth projects in service in Q1 2019.

DBRS is concerned that TCC's medium-term capital intensity, combined with its guidance to grow dividends by 8% to 10% annually through 2021, is expected to result in free cash flow deficits and constrain any significant improvement in credit metrics. TCC plans to self-fund a majority of its large capital program with operating cash flow and portfolio management involving asset divestitures and joint ventures without issuing discrete equity. TCC has identified assets generating approximately \$500 million in EBITDA for these portfolio management initiatives. DBRS expects to see gradual improvement in credit metrics, as the Company benefits from cash flow growth from major capital projects placed in service in the next two years and concerted debt reduction initiatives.

While DBRS does not anticipate an upgrade to the ratings in the near term, TCC's ratings could be negatively affected by delays in execution of capital projects, adverse regulatory decisions and weaker contract profiles. TCC's ratings could also be pressured should the Company fail to maintain operating cash flow to debt at or above 15% and debt to capital at or below 60% by the end of 2019.

Notes:

All figures are in Canadian dollars unless otherwise noted.

The principal methodologies are Rating Companies in the Pipeline and Diversified Energy Industry (November 2018), DBRS Criteria: Commercial Paper Liquidity Support for Non-Bank Issuers (March 2019), DBRS Criteria: Rating Corporate Holding Companies and Their Subsidiaries (November 2018) and DBRS Criteria: Preferred Share and Hybrid Security Criteria for Corporate Issuers (November 2018), which can be found on dbrs.com under Methodologies & Criteria.

The related regulatory disclosures pursuant to the National Instrument 25-101 Designated Rating Organizations are hereby incorporated by reference and can be found by clicking on the link under Related Documents or by contacting us at info@dbrs.com.

The rated entity or its related entities did participate in the rating process for this rating action. DBRS had access to the accounts and other relevant internal documents of the rated entity or its related entities in connection with this rating action.

DBRS will publish a full report shortly that will provide additional analytical detail on this rating action. If you are interested in receiving this report, contact us at info@dbrs.com.

For more information on this credit or on this industry, visit www.dbrs.com or contact us at info@dbrs.com.

DBRS Limited
DBRS Tower, 181 University Avenue, Suite 700
Toronto, ON M5H 3M7 Canada

Ratings

TransCanada PipeLines Limited

Date Issued	Debt Rated	Action	Rating	Trend	Issued i
05-Jun-19	Issuer Rating	Confirmed	A (low)	Stb	CA
05-Jun-19	Junior Subordinated Notes	Confirmed	BBB	Stb	CA
05-Jun-19	Unsecured Debentures & Notes	Confirmed	A (low)	Stb	CA
05-Jun-19	Commercial Paper	Confirmed	R-1 (low)	Stb	CA

TC Energy Corporation

Date Issued	Debt Rated	Action	Rating	Trend	Issued i
05-Jun-19	Preferred Shares - Cumulative	Confirmed	Pfd-2 (low)	Stb	CA

ALL DBRS RATINGS ARE SUBJECT TO DISCLAIMERS AND CERTAIN LIMITATIONS. PLEASE READ THESE DISCLAIMERS AND LIMITATIONS AND ADDITIONAL INFORMATION REGARDING DBRS RATINGS, INCLUDING DEFINITIONS, POLICIES, RATING SCALES AND METHODOLOGIES.

Related Documents

Methodology Used:

DBRS Criteria: Preferred Share and Hybrid Security Criteria for Corporate Issuers / November 1, 2018

DBRS Criteria: Rating Corporate Holding Companies and Their Subsidiaries / November 27, 2018

Rating Companies in the Pipeline and Diversified Energy Industry / November 28, 2018

DBRS Criteria: Commercial Paper Liquidity Support for Non-Bank Issuers / March 15, 2019

Other:

TransCanada PipeLines Limited & Related Entities - DBRS 17g-7 Disclosure Report

TransCanada PipeLines Limited - DBRS Limited Regulatory Disclosures

TC Energy Corporation - DBRS Limited Regulatory Disclosures

More from DBRS

Commentary - May 13, 2019

Green with Envy: Canada's Green Bond Market Is Growing into a Global Player

Commentary - May 16, 2019

Exodus from Venezuela: The Economic Impact on the Region

Commentary - May 16, 2019

U.S.- China Relations: Tariffs Accelerated, Negotiations Stalled

Commentary - May 31, 2019

Belgium: More Fragmented Election Results Bring Challenges for Federal Government Formation

Related Events

5 JUNE 2019	Vantages Venue 150 King St W, Toronto, ON M5H 1J9 DBRS Women In Energy Luncheon
--------------------------	--

7 JUNE 2019	Denmark, Germany & Poland Sovereign Rating Announcement
--------------------------	---

10 JUNE 2019	New York CREFC Annual Conference
---------------------------	--

[All Events](#)

[Contact Us](#) [Careers](#)

[Regulatory Affairs](#) [Code of Conduct](#) [Disclaimer](#) [Terms and Conditions](#) [Privacy Policy](#) [Anti-Spam Global Policy](#) [Proprietary Rights](#)

The DBRS group of companies consists of DBRS, Inc. (Delaware, U.S.)(NRSRO, DRO affiliate); DBRS Limited (Ontario, Canada)(DRO, NRSRO affiliate); DBRS Ratings GmbH (Frankfurt, Germany)(CRA, NRSRO affiliate, DRO affiliate); and DBRS Ratings Limited (England and Wales) (CRA, NRSRO affiliate, DRO affiliate). For more information on regulatory registrations, recognitions and approvals, please see: <http://www.dbrs.com/research/highlights.pdf>.

All content © 2019 DBRS, Inc., DBRS Limited, DBRS Ratings GmbH, and DBRS Ratings Limited (collectively, DBRS) All rights reserved.

Annexe 6-4

Rapport de solvabilité de Standard & Poor's sur TCPL



RatingsDirect®

Research Update:

TransCanada Corp., TransCanada PipeLines Ltd. Downgraded To 'BBB+' From 'A-'; Outlook Stable

Primary Credit Analyst:

Gerald F Hannocho, Toronto + (416) 507-2589; gerald.hannocho@spglobal.com

Secondary Contact:

Yousaf Siddique, CFA, Toronto (1) 416-507-2559; yousaf.siddique@spglobal.com

Table Of Contents

Overview

Rating Action

Rationale

Outlook

Ratings Score Snapshot

Related Criteria

Ratings List

Research Update:

TransCanada Corp., TransCanada PipeLines Ltd. Downgraded To 'BBB+' From 'A-'; Outlook Stable

Overview

- We believe that TransCanada Corp. (TCC) will not achieve adjusted funds from operations (AFFO)-to-debt of 18%, a requirement we set for the 'A-' rating.
- In addition, the company has an increasing U.S. asset portfolio that will account for 35%-40% of EBITDA by 2020, and that TCC's credit measures are weaker than many lower-rated diversified U.S. peers.
- As a result, we are lowering our ratings on TCC and its subsidiary TransCanada PipeLines Ltd., including our long-term corporate credit rating on each to 'BBB+' from 'A-'.
- The stable outlook reflects our view that, over the next two years, AFFO-to-debt will be in the 15%-17% range, and debt-to-EBITDA will be approximately 4.5x.

Rating Action

On May 1, 2018, S&P Global Ratings lowered its ratings on TransCanada Corp. (TCC) and its subsidiary TransCanada PipeLines Ltd., including its long-term corporate credit rating on both to 'BBB+' from 'A-'. The outlook is stable.

At the same time, we lowered our global and Canadian national scale preferred share ratings to 'BBB-' and 'P-2(Low)' from 'BBB' and 'P-2' respectively. We also lowered our ratings on the senior unsecured debt to 'BBB+' from 'A-' and the junior subordinated debt to 'BBB-' from 'BBB'.

Finally, we affirmed our short term and commercial paper rating at 'A-2'.

Rationale

The downgrade reflects our view that TCC in the next two years will not achieve adjusted funds from operations (AFFO)-to-debt of 18%, a requirement we set for the 'A-' rating, after the company acquired Columbia Pipeline Group Inc. in 2016. This increased requirement resulted from the Columbia assets' somewhat weaker contract profile and higher counterparty risk relative to TCC's existing regulated natural gas pipelines, which dilutes the quality of the midstream asset base's quality. The downgrade also reflects that the company has an increasing U.S. asset portfolio that will account for 35%-40% of EBITDA by 2020, and that TCC's credit measures are weaker than many of its

lower-rated diversified U.S. peers.

While we expect that TCC's cash flows will improve from the expanding Columbia assets along with a number of projects entering service in the next few years, we believe the company's very large capital program over the next three years of about C\$19 billion prevents it from hitting the 18% metric. We expect the funding mix of these expenditures could include additional leverage along with equity issuance and assets sales; and would be largely based on management's internal target of 5x debt to EBITDA and 15% FFO-to-debt.

We expect AFFO-to-debt to improve to 15%-17% in the next two years from approximately 13% in 2017, mainly stemming from higher contracted revenues from the Mainline and Nova Gas Transmission Ltd. systems, and growth in the Columbia Pipeline. However, our forecast excludes large growth projects such as Keystone XL and Coastal GasLink, which have a combined budget of about C\$13 billion. We expect TCC to fund these projects in a manner that would keep the balance sheet in line with its stated financial targets.

Our base-case scenario includes the following assumption:

- Dividends of C\$2.5 billion-C\$3.0 billion from 2018 to 2020
- Capital expenditures of C\$9.0 billion in 2018, C\$5.1 billion in 2019, and C\$5.0 billion in 2020
- Real GDP growth in Canada of about 1.9% in 2017 and 2018
- Issuance of common stock in 2018, either through the at-the-market equity program or the company's dividend reinvestment program

Based on these assumptions, we arrive at the following credit measures:

- Debt-to-EBITA of 4.5x-5.0x in 2018, 4.0x-4.5x in 2019, and 4.0x-4.5x in 2020.
- FFO-to-debt of 14.75%-15.25% in 2018, 17.0%-17.5% in 2019, and 17.0%-17.5% in 2020.

We continue to view TransCanada as having an excellent business risk profile due to its very strong competitive positioning emanating from its highly diversified assets strategically located in North America. Most of TCC's cash flows come from regulated assets and long-term, fee-based contracts. We expect robust growth of cash flow from assets entering service in the next few years, which supports our business risk profile assessment. We further expect long-term commercial arrangements will support most of these new assets.

TCPL is the ultimate parent to a number of subsidiaries. TCC is TCPL's parent and we consider it core to TCPL, so we equalize the ratings on TCC with those on TCPL. TCC has modest hybrid securities and TCPL represents 100% of TCC's revenues and cash flows.

Liquidity

We view TransCanada's liquidity as adequate. Sources over uses are greater than 1.2x over the next 12 months. We believe the company will continue to have solid relationships with its banks, a high standing in credit markets, and generally prudent risk management.

Principal liquidity sources include:

- AFFO of C\$6.0 billion-C\$7.0 billion
- Cash and short-term investments of about C\$1.1 billion as of Dec. 31, 2017
- Credit facility availability of approximately C\$9.0 billion
- Asset sales, net of acquisitions, of about C\$1.0 billion-C\$2.0 billion

Principal liquidity uses include:

- Committed capital expenditures of about C\$9 billion
- Dividends of about C\$2.4 billion in 2017
- Debt maturities of approximately C\$3 billion in 2018

Outlook

The stable outlook reflects our view that AFFO-to-debt over the next two years will be in the 15%-17% range and debt-to-EBITDA will be approximately 4.5x. The outlook also reflects our assumption that the large capital program in 2018 will proceed as planned, which will fuel an increase in EBITDA and lead to improving financial metrics. Our outlook does not include potential projects like Keystone XL or the Coastal GasLink, both of which can significantly affect metrics through the construction period.

Downside scenario

A downgrade could occur if AFFO-to-debt declines to 13% and debt-to-EBITDA increases to 5x, which could result from increased debt to finance capital projects or significant delays in projects entering service.

Upside scenario

We could upgrade TransCanada if AFFO to debt stays above 18% and debt-to-EBITDA below 4x. This could occur if the company's financial policy is more focused on de-leveraging over the next two years, or if debt financed capital expenditures is lower than expected.

Ratings Score Snapshot

Corporate Credit Rating: BBB+/Stable/--

Business risk: Excellent

- Country risk: Very low
- Industry risk: Low
- Competitive position: Excellent

Financial risk: Significant

- Cash flow/Leverage: Significant

Anchor: a-

Modifiers

- Diversification/Portfolio effect: Neutral (no impact)
- Capital structure: Neutral (no impact)
- Financial policy: Neutral (no impact)
- Liquidity: Adequate (no impact)
- Management and governance: Satisfactory (no impact)
- Comparable rating analysis: Negative (-1 notch)

Related Criteria

- Criteria - Corporates - General: Reflecting Subordination Risk In Corporate Issue Ratings, March 28, 2018
- General Criteria: Methodology For Linking Long-Term And Short-Term Ratings , April 7, 2017
- Criteria - Corporates - General: Methodology And Assumptions: Liquidity Descriptors For Global Corporate Issuers, Dec. 16, 2014
- Criteria - Corporates - Industrials: Key Credit Factors For The Unregulated Power And Gas Industry, March 28, 2014
- Criteria - Corporates - Industrials: Key Credit Factors For The Midstream Energy Industry, Dec. 19, 2013
- General Criteria: Methodology: Industry Risk, Nov. 19, 2013
- General Criteria: Country Risk Assessment Methodology And Assumptions, Nov. 19, 2013
- General Criteria: Group Rating Methodology, Nov. 19, 2013
- Criteria - Corporates - General: Corporate Methodology, Nov. 19, 2013
- Criteria - Corporates - General: Corporate Methodology: Ratios And Adjustments, Nov. 19, 2013
- General Criteria: Methodology: Management And Governance Credit Factors For Corporate Entities And Insurers, Nov. 13, 2012
- General Criteria: Criteria Clarification On Hybrid Capital Step-Ups, Call Options, And Replacement Provisions, Oct. 22, 2012

- General Criteria: Use Of CreditWatch And Outlooks, Sept. 14, 2009
- Criteria - Insurance - General: Hybrid Capital Handbook: September 2008 Edition, Sept. 15, 2008

Ratings List

Downgraded; Outlook Action

	To	From
TransCanada Corp.		
NOVA Gas Transmission Ltd.		
ANR Pipeline Co.		
Corporate Credit Rating	BBB+/Stable/--	A-/Negative/--
TransCanada PipeLines Ltd.		
TransCanada PipeLine USA Ltd.		
Corporate Credit Rating	BBB+/Stable/A-2	A-/Negative/A-2

Ratings Lowered

	To	From
TransCanada Corp.		
Preferred Stock		
Global Scale	BBB-	BBB
Canada Scale	P-2(Low)	P-2
ANR Pipeline Co.		
NOVA Gas Transmission Ltd.		
TransCanada PipeLines Ltd.		
Senior Unsecured	BBB+	A-
TransCanada PipeLines Ltd.		
TransCanada Trust		
Junior Subordinated	BBB-	BBB

Ratings Affirmed

TransCanada American Investments Ltd	
TransCanada PipeLines Ltd.	
Commercial Paper	A-2

Certain terms used in this report, particularly certain adjectives used to express our view on rating relevant factors, have specific meanings ascribed to them in our criteria, and should therefore be read in conjunction with such criteria. Please see Ratings Criteria at www.standardandpoors.com for further information. Complete ratings information is available to subscribers of RatingsDirect at www.capitaliq.com. All ratings affected by this rating action can be found on S&P Global Ratings' public website at

www.standardandpoors.com. Use the Ratings search box located in the left column.

Copyright © 2018 by Standard & Poor's Financial Services LLC. All rights reserved.

No content (including ratings, credit-related analyses and data, valuations, model, software or other application or output therefrom) or any part thereof (Content) may be modified, reverse engineered, reproduced or distributed in any form by any means, or stored in a database or retrieval system, without the prior written permission of Standard & Poor's Financial Services LLC or its affiliates (collectively, S&P). The Content shall not be used for any unlawful or unauthorized purposes. S&P and any third-party providers, as well as their directors, officers, shareholders, employees or agents (collectively S&P Parties) do not guarantee the accuracy, completeness, timeliness or availability of the Content. S&P Parties are not responsible for any errors or omissions (negligent or otherwise), regardless of the cause, for the results obtained from the use of the Content, or for the security or maintenance of any data input by the user. The Content is provided on an "as is" basis. S&P PARTIES DISCLAIM ANY AND ALL EXPRESS OR IMPLIED WARRANTIES, INCLUDING, BUT NOT LIMITED TO, ANY WARRANTIES OF MERCHANTABILITY OR FITNESS FOR A PARTICULAR PURPOSE OR USE, FREEDOM FROM BUGS, SOFTWARE ERRORS OR DEFECTS, THAT THE CONTENT'S FUNCTIONING WILL BE UNINTERRUPTED OR THAT THE CONTENT WILL OPERATE WITH ANY SOFTWARE OR HARDWARE CONFIGURATION. In no event shall S&P Parties be liable to any party for any direct, indirect, incidental, exemplary, compensatory, punitive, special or consequential damages, costs, expenses, legal fees, or losses (including, without limitation, lost income or lost profits and opportunity costs or losses caused by negligence) in connection with any use of the Content even if advised of the possibility of such damages.

Credit-related and other analyses, including ratings, and statements in the Content are statements of opinion as of the date they are expressed and not statements of fact. S&P's opinions, analyses and rating acknowledgment decisions (described below) are not recommendations to purchase, hold, or sell any securities or to make any investment decisions, and do not address the suitability of any security. S&P assumes no obligation to update the Content following publication in any form or format. The Content should not be relied on and is not a substitute for the skill, judgment and experience of the user, its management, employees, advisors and/or clients when making investment and other business decisions. S&P does not act as a fiduciary or an investment advisor except where registered as such. While S&P has obtained information from sources it believes to be reliable, S&P does not perform an audit and undertakes no duty of due diligence or independent verification of any information it receives.

To the extent that regulatory authorities allow a rating agency to acknowledge in one jurisdiction a rating issued in another jurisdiction for certain regulatory purposes, S&P reserves the right to assign, withdraw or suspend such acknowledgment at any time and in its sole discretion. S&P Parties disclaim any duty whatsoever arising out of the assignment, withdrawal or suspension of an acknowledgment as well as any liability for any damage alleged to have been suffered on account thereof.

S&P keeps certain activities of its business units separate from each other in order to preserve the independence and objectivity of their respective activities. As a result, certain business units of S&P may have information that is not available to other S&P business units. S&P has established policies and procedures to maintain the confidentiality of certain non-public information received in connection with each analytical process.

S&P may receive compensation for its ratings and certain analyses, normally from issuers or underwriters of securities or from obligors. S&P reserves the right to disseminate its opinions and analyses. S&P's public ratings and analyses are made available on its Web sites, www.standardandpoors.com (free of charge), and www.ratingsdirect.com and www.globalcreditportal.com (subscription), and may be distributed through other means, including via S&P publications and third-party redistributors. Additional information about our ratings fees is available at www.standardandpoors.com/usratingsfees.

STANDARD & POOR'S, S&P and RATINGSDIRECT are registered trademarks of Standard & Poor's Financial Services LLC.

Annexe 6-5

Opinion de Moody's sur la solvabilité de TCPL

MOODY'S INVESTORS SERVICE

CREDIT OPINION

5 April 2019

Update

✓ Rate this Research

RATINGS

TransCanada Pipelines Limited

Domicile	Alberta, Canada
Long Term Rating	Baa1
Type	LT Issuer Rating
Outlook	Stable

Please see the [ratings section](#) at the end of this report for more information. The ratings and outlook shown reflect information as of the publication date.

Contacts

Gavin Macfarlane +1.416.214.3864
VP-Sr Credit Officer
gavin.macfarlane@moodys.com

Lesley Ritter +1.212.553.1607
AVP-Analyst
lesley.ritter@moodys.com

Jim Hempstead +1.212.553.4318
MD-Utilities
james.hempstead@moodys.com

Yulia Rakityanskaya +1.416.214.3627
Associate Analyst
yulia.rakityanskaya@moodys.com

CLIENT SERVICES

Americas 1-212-553-1653

Asia Pacific 852-3551-3077

Japan 81-3-5408-4100

EMEA 44-20-7772-5454

TransCanada PipeLines Limited

Update following downgrade to Baa1; outlook changed to stable

Summary

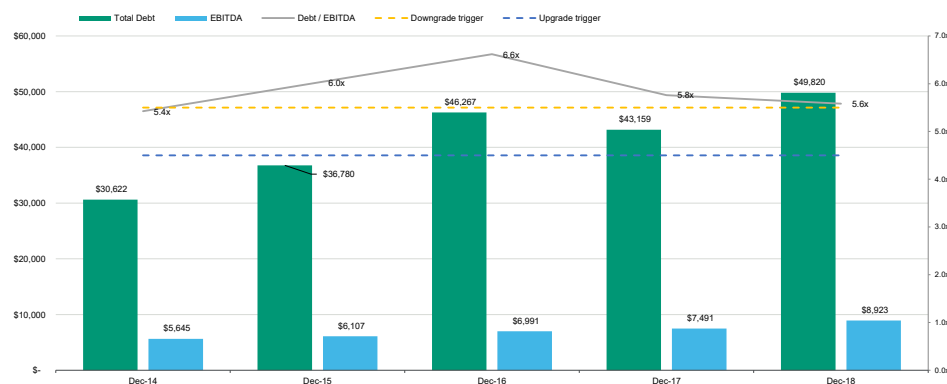
TransCanada PipeLines Limited's (TCPL) credit profile is driven by its predictable and growing cash flow, owing to the regulated and contracted nature of its businesses, and its large size and portfolio diversification benefits. Cash flow is typically underpinned by either cost of service regulation or long term contracts. Offsetting these strengths are weak financial metrics and a large CAD36 billion capital program that has experienced execution challenges. This has led to delays in EBITDA growth and some cost overruns.

Moody's sees financial metrics improving as the company continues to execute this capital program over the period 2019-2023, which we expect to be primarily funded with cash flow from operations, assets sales, equity, hybrids and some incremental debt. TCPL's rating incorporates our expectation that EBITDA will grow towards CAD10 billion over this period from CAD8.9 billion in 2018, that debt will remain close to CAD50 billion, and that debt to EBITDA will improve from 5.6x in 2018 to about 5x in 2019.

Our forecasts exclude about CAD20 billion of projects that have not yet been fully committed, most notably Keystone XL, and have risks that either make construction uncertain or have a long term spending profile. Large projects like Keystone XL could place pressure on financial metrics during construction.

Exhibit 1

Historical Total Debt, EBITDA and Total Debt to EBITDA (CAD Million)



Based on consolidated financial data of TransCanada Corporation.
Source: Moody's Financial Metrics™

Credit Strengths

- » Scale of the company provides financial and operating flexibility
- » Portfolio diversification benefits reduce the volatility of the company's overall performance
- » Low business risk drives predictable and growing EBITDA

Credit Challenges

- » Large capital program that has experienced execution challenges
- » Weak financial metrics that we expect to improve
- » Moderate carbon transition risk

Rating Outlook

TCPL's stable outlook reflects Moody's expectation that debt to EBITDA will be about 5x in 2019. The stable outlook does not reflect any incremental growth capital projects, including the proposed Keystone XL pipeline. The stable outlook of parent TransCanada, and affiliates NGTL and TransCanada Trust reflects either guarantees or strategic relationships with TCPL. Moody's has revised the financial metrics it associates with TCPL following the downgrade to reflect changes in its credit profile.

Factors that Could Lead to an Upgrade

A rating upgrade would require the successful completion of the capital program and a ratio of debt to EBITDA below 4.5x on a sustained basis.

Factors that Could Lead to a Downgrade

TCPL's ratings could be downgraded if leverage remains at or above 5.5x. The rating could also be downgraded if there are material changes or additions to the capital program; if the company experiences increased cash flow variability in its core businesses or if the company changes its financial policies.

Key Indicators

Exhibit 2

TransCanada PipeLines Limited [1]

	Dec-14	Dec-15	Dec-16	Dec-17	Dec-18
Net Property Plant and Equipment (USD Million)	36,827	32,866	41,154	46,101	49,038
EBITDA (USD Million)	5,114	4,785	5,279	5,777	6,888
EBITDA / Interest Expense	3.7x	3.6x	3.2x	3.4x	3.8x
Debt / EBITDA	5.4x	6.0x	6.6x	5.8x	5.6x
(FFO - Maintenance CAPEX) / Distributions	2.0x	2.0x	1.9x	2.1x	3.2x

[1] Based on consolidated financial data of TransCanada Corporation. All ratios are based on 'Adjusted' financial data and incorporate Moody's Global Standard Adjustments for Non-Financial Corporations.

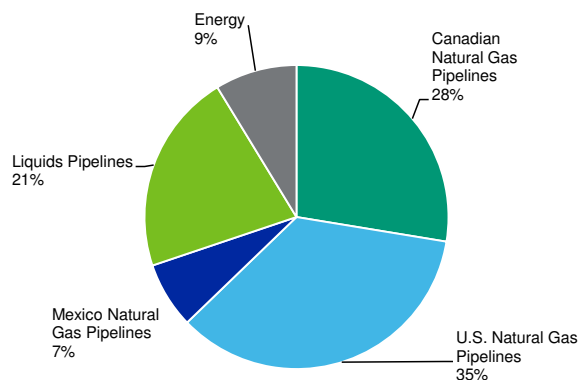
Source: Moody's Financial Metrics™

Profile

TCPL is the principal subsidiary and debt issuer of TransCanada, headquartered in Calgary, Alberta. TransCanada is an energy infrastructure company with three business segments: Natural Gas Pipelines (70% of 2018 EBITDA including regulated gas storage of 535 Bcf), Liquids Pipelines (21% of 2018 EBITDA), and Energy (9% of 2018 EBITDA including unregulated gas storage of 118 Bcf). TCPL is the General Partner of and owner of a 25.5% interest in TC PipeLines, LP (TCP: Baa2 stable), a publicly traded master limited partnership (MLP) that owns a portfolio of TransCanada's US interstate gas pipelines.

This publication does not announce a credit rating action. For any credit ratings referenced in this publication, please see the ratings tab on the issuer/entity page on www.moody's.com for the most updated credit rating action information and rating history.

Exhibit 3
TransCanada Corporation's 2018 Comparable EBITDA by segment



Source: TransCanada Corporation's 2018 annual report

Exhibit 4
TransCanada's rated subsidiaries

Subsidiary	Rating	% of 2018 Comparable EBITDA	Segment
Nova Gas Transmission Ltd	Baa1/Stable	14%	Canadian Natural Gas Pipelines
Gas Transmission Northwest LLC	A3/Stable	3%	U.S. Natural Gas Pipelines
ANR Pipeline Company	A3/Stable	8%	U.S. Natural Gas Pipelines
TC PipeLines, LP	Baa2/Stable	6%	U.S. Natural Gas Pipelines
Columbia Pipeline Group, Inc.	Baa1/Positive	17%	U.S. Natural Gas Pipelines
Iroquois Gas Transmission System, L.P. [1]	A3/Stable	1%	U.S. Natural Gas Pipelines
Bruce Power L.P. [1]	Baa2/Stable	4%	Energy
TransCanada Trust	Baa3/Stable	0%	Corporate
TransCanada American Inv. Ltd.	P-2	0%	Corporate
TransCanada PipeLine USA Ltd	P-2	0%	Corporate

[1] % of EBITDA was calculated based on Income/(Loss) from Equity Investments from the respective entity

Source: Moody's Investors Service, TransCanada Corporation's 2018 annual report

Detailed Credit Considerations

Scale and portfolio diversification benefits

Substantial financial resources with last twelve months adjusted EBITDA of about CAD8.5 billion, economies of scale from its large and diverse asset base with CAD67 billion of net property, plant and equipment, and strong market access all support current credit quality. Portfolio diversification by geography, business line and counterparty reduces overall cash flow volatility, a key credit strength. While some assets may have moderate levels of correlation, substantial portions of the portfolio are uncorrelated due to the specific business line fundamentals.

Predictable and growing cash flow

Cash flow from low business risk assets that are primarily regulated or contracted provides a high degree of certainty, a key credit strength. The regulated NGTL system will continue to expand its rate base of CAD10 billion at FYE 2018, compared to less than CAD4 billion currently for the Mainline. These pipelines are expected to generate stable and growing returns driven by ongoing rate base investments. We expect that a cost of service framework, supported by contracts and a favorable competitive position, will enable the Mainline to continue to earn its allowed ROE. US pipeline earnings should continue to grow with significant investments in the Columbia Pipeline Group driving earnings growth. The US gas pipeline segment generally benefits from a mix of contracts and a strong underlying competitive position. While small, the Mexican gas business is expected to continue to grow and it is not immune to execution risk as evidenced by delays on several projects. Despite these construction delays, the company is receiving payments, highlighting both challenges in completing pipelines and the strong contractual profile often associated with TransCanada's projects.

The liquids segment, currently dominated by the Keystone Base system, is expected to provide relatively stable cash flow until the end of the 20 year contracts in 2030. Key contract terms that support our assumption of stable cash flow generation are the take or pay nature of the contracts covering more than 90%, or 555kbpd, of the 590kbpd pipeline capacity. TCPL is not exposed to underlying commodity prices and key variable costs including power, property taxes and maintenance are flow through costs to shippers. At the end of the contract term TCPL will have fully recovered the capital costs of its initial investment. However the smaller, marketlink portion of the liquids system has short term contracts and more exposure to volume risk. The company was successfully able to monetize capacity driving more than a CAD200 million increase in EBITDA in 2018. The business risk profile of the energy segment has improved significantly over the past several years with the sale and turnback of riskier assets. The remaining power assets are largely contracted. The company has moderate exposure to carbon transition risk that does not have a meaningful impact on operating assets, however they do contribute to an increasingly challenging framework for the development of new projects.

Large capital program has experienced execution challenges

The company continues to move forward with its large capital program that supports the company's low business risk profile. The large slate of secured capital projects total about CAD36 billion over the period 2019-2023, of which CAD13 billion has already been spent. These figures are inflated by projects that were originally expected to be placed in service in 2018.

Of the remaining capital expenditure, more than half consists of lower risk NGTL, maintenance modernization and other capacity capital that generally have a lower execution risk profile. Other projects have more execution risk, including the Bruce nuclear refurbishment (CAD2.2 billion), Coastal Gaslink (CAD6.2 billion) and the in-service of three Mexican natural gas pipeline assets (USD3 billion).

Exhibit 5

TransCanada Corporation's Near-term capital projects as of 31 December 2018

(unaudited - billions of CAD)	Expected in-service date	Estimated project cost	Carrying value at December 31, 2018
Canadian Natural Gas Pipelines			
Canadian Mainline	2019 - 2021	0.3	-
NGTL System	2019	2.8	1.4
	2020	1.7	0.2
	2021	2.8	-
	2022	1.3	-
Coastal GasLink	2023	6.2	0.1
Regulated maintenance capital expenditures	2019 - 2021	1.8	-
U.S. Natural Gas Pipelines			
Columbia Gas			
Mountaineer XPress	2019	US 3.2	US 2.9
Modernization II	2019 - 2020	US 1.1	US 0.5
Columbia Gulf			
Gulf XPress	2019	US 0.6	US 0.5
Other capacity capital	2019 - 2022	US 0.9	US 0.1
Regulated maintenance capital expenditures	2019 - 2021	US 2.0	-
Mexico Natural Gas Pipelines			
Sur de Texas	2019	US 1.5	US 1.4
Villa de Reyes	2019	US 0.8	US 0.6
Tula	2020	US 0.7	US 0.6
Liquids Pipelines			
White Spruce	2019	0.2	0.1
Other capacity capital	2020	0.1	-
Recoverable maintenance capital expenditures	2019 - 2021	0.1	-
Energy			
Napanee	2019	1.7	1.6
Bruce Power – life extension	2019 - 2023	2.2	0.6
Other			
Non- recoverable maintenance capital expenditures	2019 - 2021	0.7	0.2
		32.7	10.8
Foreign exchange impact on secured projects		3.9	2.4
Total near-term projects (billions of CAD)		36.6	13.2

Reflects U.S./Canada foreign exchange rate of 1.36 at December 31, 2018.

Source: TransCanada Corporation's 2018 annual report

We have not included in our forecasts about CAD20 billion of projects under development that either do not have a clear path to execution or have an investment horizon beyond 2023. Accounting for about half of the total is the very high profile Keystone XL (KXL) pipeline project. This project, similar to other large infrastructure projects, is exposed to very high levels of environmental, social and governance (ESG) risks that makes the ultimate in-service prospects of the project uncertain. Large projects like it may be harder to

execute on time and within budget and will put pressure on key financial metrics during construction, both negatives for credit quality. KXL continues to make progress, and received a new presidential permit on 29 March 2019 that may mitigate challenges the project has faced in Montana. The next significant step could be a decision from the Nebraska Supreme Court, on an appeal of the Nebraska PSC route approval as the only significant legal/regulatory challenge to the pipeline outstanding. The decision appears likely early in the second quarter of 2019.

The company has been challenged to execute its capital program. In March of 2018, the company expected to complete discrete projects totaling about CAD10 billion during the remainder of 2018 that would contribute EBITDA. However, only CAD2 billion of those projects were fully complete and in service contributing EBITDA in 2018. The CAD10 billion of projects had cost-overruns of 15-20%. These projects were generally smaller projects with a lower profile that we would generally have expected to be completed on time and budget. The rationale for the projects delays and overruns vary, but clearly the company has been challenged to execute its capital program. The company is receiving payments on all of its Mexican assets under terms of the contracts. However because Force Majeure has been declared on these 3 projects and the assets are not yet in service the payments will not be reflected in revenue and EBITDA until the assets are placed into service. Cost recovery provisions, if any, vary among the projects and are often reflected as higher tolls.

Exhibit 6

2018 Discrete projects forecast to be completed as of March 2018

	March 2018 expected in service date	Estimated cost (bn) as of March 2018	Estimated cost (bn) FYE 2018	Currency	Full in service date of assets
NGTL System	2018	0.6	0.6	CAD	on time
Columbia Gas					
WB Express	2018	0.8	0.9	USD	Q4 2018
Mountaineer Express	2018	2.6	3.2	USD	Mar-19
Cameron Access	2018	0.3	0.3	USD	Q1 2018
Gulf Express	2018	0.6	0.6	USD	Mar-19
Mexico					
Sur de Texas	2018	1.3	1.5	USD	Q2 2019
Villa de Reyes	2018	0.6	0.8	USD	2019
Tula	2019	0.7	0.7	USD	2020
Energy					
Napanee	Q4 2018	1.3	1.7	CAD	Q2 2019
Discrete projects expected to be completed in 2018 (as of March 2018)		10.3	12.2		
Projects fully completed and contributing to EBITDA in 2018		2.1			

For simplicity this assumes a constant FX rate of 1.3

Source: Moody's Investors Service, TransCanada Corporation

Weak financial metrics expected to improve

Financial metrics are currently weak with a ratio of Debt/EBITDA of 5.6x at FYE 2018, above our previous expectations for year-end and above the revised downgrade threshold of 5.5x. Our analysis incorporates our expectation that Debt/EBITDA will improve to about 5x in 2019. Adjusting to eliminate EBITDA associated with the CAD630 million sale of Cartier wind in October of 2018 has a negligible impact on financial metrics.

We expect projects going into service to drive transparent increases in EBITDA over the next few years. Moody's has assumed that the majority of the capital program is funded with cash from operations and equity in the form of a DRIP or further hybrid issuance, assets sales (including joint ventures) and some incremental debt financing. Key variables that could change our forecasts include a positive final investment decision on KXL, material assets sales, clarity on financing for Coastal Gaslink and new additions to the capital program. The company has indicated that they have identified CAD500 million of EBITDA generating assets that could be sold to support the balance sheet, however currently only the sale of the Coolidge Generating Station for US465 million has been announced

and is expected to close in mid-2019. Our analysis also incorporates some foreign exchange movements that had a negative impact on financial metrics at FYE 2018.

In our forward calculations of maintenance capex we have assumed maintenance capex of CAD1.7 billion. This figure includes both recoverable and non-recoverable capex, while the company reported only non-recoverable capex of CAD254 million for FYE 2018 which is reflected in FYE 2018 calculations. Inclusive of the DRIP, our distribution metric declines to 1.7x from 2.5x and declines further to 1.5x when using depreciation instead of maintenance capex. We consider these other metrics and place greater emphasis on these other metrics in the future. Directionally, distribution coverage metrics are expected to decline, leading to less financial metric flexibility on a forecast basis. Prior to 2018 the company reported both non-recoverable and recoverable maintenance capex and the change led to the significant improvement in the distribution coverage metric in 2018.

Moderate exposure to carbon transition risk

We view the midstream sector, including TCPL, as having moderate risk exposure to carbon transition risks. TCPL's exposure is indirect as change in commodity prices affect its shippers, which may then have an impact on volumes through its systems and counterparty risks. A key issue for the sector is that regulations can drive competitive changes among basins. TCPL is somewhat insulated from this issue as a result of its diversification.

Structural considerations

TCPL is the sole source of funds to support hybrids at TransCanada, and as such we include these hybrids (CAD2.5 billion) in our consolidated financial analysis of TCPL. We do not notch TCPL down for structural subordination and complexity given the relatively straightforward organizational structure and structural subordination that is partially offset by unlevered assets, assets with low levels of leverage and diversity. However the company does plan to increase its complexity and structural subordination with, for example, the planned sell-down of its 100% interest and subsequent project finance of Coastal Gaslink and plans to issue incremental new debt at the Columbia Pipeline Group (Baa1 positive) in the next few years. These actions may lead us to reassess our view of structural subordination and lead us to emphasize a proportionately consolidated approach to financial metrics. At FYE 2018 proportionately consolidated debt/EBITDA was very similar to consolidated debt/EBITDA.

TransCanada's Baa2 Issuer Rating reflects a 1-notch adjustment below the rating of TCPL as a result of its structural subordination to TCPL. The rated obligations of TransCanada Trust, TransCanada Pipelines USA Ltd (TCPL USA) and TransCanada American Investments Ltd reflect a guarantee provided by TCPL. The TransCanada Trust Baa3 rating is two notches lower than TCPL's Baa1 senior unsecured rating and is consistent with a 2-notch differential we apply to preferred shares with investment grade companies. The TransCanada Trust notes are guaranteed by TCPL on a subordinated basis however the TransCanada Trust notes have an automatic exchange provision that converts the notes into preferred shares of TCPL in the event of financial distress. The Prime-2 short-term commercial paper rating for TCPL USA and TransCanada American Investments Ltd reflects the guarantee provided by TCPL. NGTL's rating is strongly correlated with that of TCPL based on its strategic importance and TCPL's position as a key creditor.

Liquidity Analysis

TransCanada currently has an adequate liquidity profile; however, its current committed sources of alternate liquidity are modest relative to its capital program and the company relies in part on a short-term facility that must be renewed annually. This liquidity arrangement is based on the company's continued ability to extend its expiring 364-day facility and refinance its upcoming debt maturities, which is a liquidity weakness. For example, TransCanada has a US\$4.5 billion credit facility expiring at the end of 2019. The company has historically not experienced difficulty in extending its facilities and we believe that it continues to have strong access to the capital markets a key consideration in our adequate assessment of the company's liquidity profile.

At the end of December 2018, TransCanada reported cash on hand of CAD 446 million. In 2018, the company generated negative free cash flow of CAD 5.3 billion as a result of CFO of CAD6.6 billion, capital expenses of CAD9.9 billion, and dividends of CAD2 billion (all figures are Moody's adjusted). In accordance with the reference above, TransCanada continues to have a large slate of secured capital projects totaling about CAD36 billion over the period 2019-2023.

At 11 February 2019, TransCanada had CAD10.5 billion (CAD10.5 billion of unused capacity) of committed revolving credit facilities.

Exhibit 7

Available committed revolving credit facilities as of 11 February 2019

Borrower	Amount	Unused capacity	Description	Matures
TCPL	CAD3.0 billion	CAD3.0 billion	Supports TCPL's Canadian dollar commercial paper program and is used for general corporate purposes	December 2023
TCPL/TCPL USA/Columbia/TAIL	US\$4.5 billion	US\$4.5 billion	Supports TCPL and TCPL USA's U.S. dollar commercial paper programs, and is used for general corporate purposes of the borrowers, guaranteed by TCPL	December 2019
TCPL/TCPL USA/Columbia/TAIL	US\$1.0 billion	US\$1.0 billion	Used for general corporate purposes of the borrowers, guaranteed by TCPL	December 2021
Total	CAD10.5 billion	CAD10.5 billion		

Source: TransCanada Corporation's 2018 annual report

The facilities do not require the company to represent and warrant as to a material adverse event at each borrowing, which supports liquidity. These facilities include a single financial covenant setting the maximum consolidated debt/capitalization at 75%. TransCanada has ample headroom under that covenant. In the next 12 months TransCanada has about CAD1.7 billion of long-term debt coming due and we expect TransCanada to refinance these debt obligations as they mature.

Rating Methodology and Scorecard Factors

Exhibit 8

Rating Factors

TransCanada PipeLines Limited

Energy, Oil & Gas - Midstream [MLP] Industry Grid [1][2]	Current FY 12/31/2018		Moody's 12-18 Month Forward View As of Date Published [3]	
	Measure	Score	Measure	Score
Factor 1 : Scale (25%)				
a) Net Property Plant and Equipment (USD Million)	\$49,037.8	Aa	\$51,000 - \$55,000	Aa
b) EBITDA (USD Million)	\$6,887.7	Aa	\$7,300 - \$7,700	Aaa
Factor 2 : Business Profile (25%)				
a) Estimated Price & Volume Risk Exposure	A	A	A	A
Factor 3 : Financial Leverage & Distribution Profile (40%)				
a) EBITDA / Interest Expense	3.8x	Ba	3.9x - 4.2x	Ba
b) Debt / EBITDA	5.6x	B	5x	Ba
c) (FFO - Maintenance CAPEX) / Distributions	3.2x	A	2.3x	A
Factor 4 : Financial Policy (10%)				
a) Financial Policy	Baa	Baa	Baa	Baa
Rating:				
a) Indicated Outcome from Scorecard		Baa1		A3
b) Actual Rating Assigned		Baa1		Baa1

[1] Based on consolidated financial data of TransCanada Corporation. All ratios are based on 'Adjusted' financial data and incorporate Moody's Global Standard Adjustments for Non-Financial Corporations.

[2] As of 12/31/2018.

[3] This represents Moody's forward view; not the view of the issuer; and unless noted in the text, does not incorporate significant acquisitions and divestitures.

Source: Moody's Financial Metrics™

Appendix

Exhibit 9

Peer Comparison Table [1]

(in US millions)	TransCanada PipeLines Limited (based on TransCanada Corporation's financial statements)			Enbridge Inc.			Kinder Morgan, Inc.		
	Baa1 Stable			Baa2 Positive			Baa2 Stable		
	FYE Dec-16	FYE Dec-17	FYE Dec-18	FYE Dec-16	FYE Dec-17	FYE Dec-18	FYE Dec-16	FYE Dec-17	FYE Dec-18
Revenue	9,381	10,324	10,537	26,118	33,617	36,141	13,058	13,705	14,144
EBITDA	5,279	5,777	6,888	5,505	7,471	9,661	7,638	7,640	8,063
Net Property Plant and Equipment	41,154	46,101	49,038	48,261	72,809	69,631	39,319	40,756	38,598
EBITDA / Interest Expense	3.2x	3.4x	3.8x	3.5x	3.2x	4.0x	4.1x	4.1x	4.1x
Debt / EBITDA	6.6x	5.8x	5.6x	6.2x	7.0x	5.2x	5.8x	5.5x	5.1x
(FFO - Maintenance CAPEX) / Distributions	1.9x	2.1x	3.2x	2.0x	1.3x	1.6x	3.5x	3.1x	2.2x

[1] All figures & ratios calculated using Moody's estimates & standard adjustments. FYE = Financial Year-End. LTM = Last Twelve Months. RUR* = Ratings under Review, where UPG = for upgrade and DNG = for downgrade.
Source: Moody's Financial Metrics™

Exhibit 10

TransCanada PipeLines Limited Moody's-Adjusted Debt Breakdown

(In CN \$ Millions)	FYE Dec-13	FYE Dec-14	FYE Dec-15	FYE Dec-16	FYE Dec-17	FYE Dec-18
As Reported Debt	25,770.0	28,384.0	35,083.0	44,855.0	43,511.0	50,241.0
Pensions	72.0	260.0	189.0	248.0	195.0	332.0
Operating Leases	651.7	1,140.0	1,117.5	890.7	657.9	596.9
Hybrid Securities	737.8	837.5	390.5	345.3	-1,200.5	-1,423.0
Non-Standard Adjustments	0.0	0.0	0.0	-72.0	-4.0	73.0
Moody's - Adjusted Debt	27,231.5	30,621.5	36,780.0	46,266.9	43,159.4	49,819.9

2018 non-standard adjustments number includes an adjustment for the following items: unamortized debt discount and issue costs, fair value adjustment related to the acquisition of Columbia.

Based on consolidated financial data of TransCanada Corporation. All figures are calculated using Moody's estimates and standard adjustments.

Source: Moody's Financial Metrics™

Exhibit 11

TransCanada PipeLines Limited Moody's-Adjusted EBITDA Breakdown

(In CN \$ Millions)	FYE Dec-13	FYE Dec-14	FYE Dec-15	FYE Dec-16	FYE Dec-17	FYE Dec-18
As Reported Debt	5,013.0	5,633.0	2,029.0	4,774.0	7,430.0	8,564.0
Pensions	38.0	15.0	20.0	-1.0	-1.0	-50.0
Operating Leases	98.0	114.0	131.0	145.0	93.0	84.0
Stock Compensation	0.0	0.0	56.8	0.0	0.0	0.0
Unusual	0.0	-117.0	3,870.0	2,073.0	-31.0	325.0
Moody's - Adjusted Debt	5,149.0	5,645.0	6,106.8	6,991.0	7,491.0	8,923.0

2018 unusual adjustments number includes an adjustment for the following unusual items: unrealized gains/losses from commodities and foreign exchange derivative instruments, gain/(loss) on assets held for sale/sold, impairment losses and allowance for funds used during construction.

Based on consolidated financial data of TransCanada Corporation. All figures are calculated using Moody's estimates and standard adjustments.

Source: Moody's Financial Metrics™

Exhibit 12

TransCanada PipeLines Limited

Selected Historic Moody's Adjusted Financial Data

CAD (Million)	FYE Dec-14	FYE Dec-15	FYE Dec-16	FYE Dec-17	FYE Dec-18
INCOME STATEMENT					
Revenue	10,185.0	11,300.0	12,424.0	13,387.0	13,651.0
EBITDA	5,645.0	6,106.8	6,991.0	7,491.0	8,923.0
EBIT	3,957.9	4,250.7	4,938.8	5,364.6	6,515.9
Interest expense	1,527.2	1,695.8	2,167.5	2,192.9	2,330.7
BALANCE SHEET					
Cash & Cash Equivalents	489.0	850.0	1,016.0	1,089.0	446.0
Total Debt	30,621.5	36,780.0	46,266.9	43,159.4	49,819.9
Total Liabilities	41,356.3	49,468.0	63,778.9	60,515.4	68,815.3
CASH FLOW					
Capital Expenditures (CAPEX)	4,154.1	4,240.1	5,239.2	7,427.4	9,847.1
Cash from Investing Activities	(3,961.1)	(4,690.1)	(18,720.2)	(3,597.4)	(9,952.1)
Dividends	1,586.9	1,764.3	1,859.6	1,855.5	2,048.9
Retained Cash Flow (RCF)	2,431.1	2,735.1	2,949.2	3,677.4	4,671.1
RCF / Debt	7.9%	7.4%	6.4%	8.5%	9.4%
Free Cash Flow (FCF)	(1,875.0)	(1,807.0)	(2,044.0)	(4,021.0)	(5,313.0)
FCF / Debt	-6.1%	-4.9%	-4.4%	-9.3%	-10.7%
PROFITABILITY					
% Change in Sales (YoY)	15.8%	10.9%	9.9%	7.8%	2.0%
EBIT Margin %	38.9%	37.6%	39.8%	40.1%	47.7%
EBITA Margin %	38.9%	37.6%	39.8%	40.1%	47.7%
EBITDA Margin %	55.4%	54.0%	56.3%	56.0%	65.4%
INTEREST COVERAGE					
EBIT / Interest Expense	2.6x	2.5x	2.3x	2.4x	2.8x
EBITDA / Interest Expense	3.7x	3.6x	3.2x	3.4x	3.8x
(EBITDA - CAPEX) / Interest Expense	1.0x	1.1x	0.8x	0.0x	-0.4x
LEVERAGE					
Debt / EBITDA	5.4x	6.0x	6.6x	5.8x	5.6x
Net Debt/EBITDA	5.3x	5.9x	6.5x	5.6x	5.5x
Debt / (EBITDA - CAPEX)	20.5x	19.7x	26.4x	678.6x	-53.9x
Avg.Assets / Avg.Equity	3.2x	3.7x	3.8x	3.4x	3.3x

Based on consolidated financial data of TransCanada Corporation. All figures are calculated using Moody's estimates and standard adjustments.

Source: Moody's Financial Metrics™

Ratings

Exhibit 13

Category	Moody's Rating
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED	
Outlook	Stable
Issuer Rating	Baa1
Senior Unsecured	Baa1
Jr Subordinate	Baa2
Commercial Paper	P-2
PARENT: TRANSCANADA CORPORATION	
Outlook	Stable
Issuer Rating	Baa2
TRANSCANADA TRUST	
Outlook	Stable
Bkd Subordinate	Baa3
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.	
Outlook	Positive
Senior Unsecured	Baa1
TC PIPELINES, LP	
Outlook	Stable
Senior Unsecured	Baa2
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.	
Outlook	Stable
Senior Unsecured	Baa1
ANR PIPELINE COMPANY	
Outlook	Stable
Senior Unsecured	A3
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC	
Outlook	Stable
Senior Unsecured	A3
TRANSCANADA AMERICAN INV. LTD.	
Outlook	No Outlook
Bkd Commercial Paper	P-2
TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.	
Outlook	No Outlook
Bkd Commercial Paper	P-2

Source: Moody's Investors Service

© 2019 Moody's Corporation, Moody's Investors Service, Inc., Moody's Analytics, Inc. and/or their licensors and affiliates (collectively, "MOODY'S"). All rights reserved.

CREDIT RATINGS ISSUED BY MOODY'S INVESTORS SERVICE, INC. AND ITS RATINGS AFFILIATES ("MIS") ARE MOODY'S CURRENT OPINIONS OF THE RELATIVE FUTURE CREDIT RISK OF ENTITIES, CREDIT COMMITMENTS, OR DEBT OR DEBT-LIKE SECURITIES, AND MOODY'S PUBLICATIONS MAY INCLUDE MOODY'S CURRENT OPINIONS OF THE RELATIVE FUTURE CREDIT RISK OF ENTITIES, CREDIT COMMITMENTS, OR DEBT OR DEBT-LIKE SECURITIES. MOODY'S DEFINES CREDIT RISK AS THE RISK THAT AN ENTITY MAY NOT MEET ITS CONTRACTUAL FINANCIAL OBLIGATIONS AS THEY COME DUE AND ANY ESTIMATED FINANCIAL LOSS IN THE EVENT OF DEFAULT OR IMPAIRMENT. SEE MOODY'S RATING SYMBOLS AND DEFINITIONS PUBLICATION FOR INFORMATION ON THE TYPES OF CONTRACTUAL FINANCIAL OBLIGATIONS ADDRESSED BY MOODY'S RATINGS. CREDIT RATINGS DO NOT ADDRESS ANY OTHER RISK, INCLUDING BUT NOT LIMITED TO: LIQUIDITY RISK, MARKET VALUE RISK, OR PRICE VOLATILITY. CREDIT RATINGS AND MOODY'S OPINIONS INCLUDED IN MOODY'S PUBLICATIONS ARE NOT STATEMENTS OF CURRENT OR HISTORICAL FACT. MOODY'S PUBLICATIONS MAY ALSO INCLUDE QUANTITATIVE MODEL-BASED ESTIMATES OF CREDIT RISK AND RELATED OPINIONS OR COMMENTARY PUBLISHED BY MOODY'S ANALYTICS, INC. CREDIT RATINGS AND MOODY'S PUBLICATIONS DO NOT CONSTITUTE OR PROVIDE INVESTMENT OR FINANCIAL ADVICE, AND CREDIT RATINGS AND MOODY'S PUBLICATIONS ARE NOT AND DO NOT PROVIDE RECOMMENDATIONS TO PURCHASE, SELL, OR HOLD PARTICULAR SECURITIES. NEITHER CREDIT RATINGS NOR MOODY'S PUBLICATIONS COMMENT ON THE SUITABILITY OF AN INVESTMENT FOR ANY PARTICULAR INVESTOR. MOODY'S ISSUES ITS CREDIT RATINGS AND PUBLISHES MOODY'S PUBLICATIONS WITH THE EXPECTATION AND UNDERSTANDING THAT EACH INVESTOR WILL, WITH DUE CARE, MAKE ITS OWN STUDY AND EVALUATION OF EACH SECURITY THAT IS UNDER CONSIDERATION FOR PURCHASE, HOLDING, OR SALE.

MOODY'S CREDIT RATINGS AND MOODY'S PUBLICATIONS ARE NOT INTENDED FOR USE BY RETAIL INVESTORS AND IT WOULD BE RECKLESS AND INAPPROPRIATE FOR RETAIL INVESTORS TO USE MOODY'S CREDIT RATINGS OR MOODY'S PUBLICATIONS WHEN MAKING AN INVESTMENT DECISION. IF IN DOUBT YOU SHOULD CONTACT YOUR FINANCIAL OR OTHER PROFESSIONAL ADVISER. ALL INFORMATION CONTAINED HEREIN IS PROTECTED BY LAW, INCLUDING BUT NOT LIMITED TO, COPYRIGHT LAW, AND NONE OF SUCH INFORMATION MAY BE COPIED OR OTHERWISE REPRODUCED, REPACKAGED, FURTHER TRANSMITTED, TRANSFERRED, DISSEMINATED, REDISTRIBUTED OR RESOLD, OR STORED FOR SUBSEQUENT USE FOR ANY SUCH PURPOSE, IN WHOLE OR IN PART, IN ANY FORM OR MANNER OR BY ANY MEANS WHATSOEVER, BY ANY PERSON WITHOUT MOODY'S PRIOR WRITTEN CONSENT.

CREDIT RATINGS AND MOODY'S PUBLICATIONS ARE NOT INTENDED FOR USE BY ANY PERSON AS A BENCHMARK AS THAT TERM IS DEFINED FOR REGULATORY PURPOSES AND MUST NOT BE USED IN ANY WAY THAT COULD RESULT IN THEM BEING CONSIDERED A BENCHMARK.

All information contained herein is obtained by MOODY'S from sources believed by it to be accurate and reliable. Because of the possibility of human or mechanical error as well as other factors, however, all information contained herein is provided "AS IS" without warranty of any kind. MOODY'S adopts all necessary measures so that the information it uses in assigning a credit rating is of sufficient quality and from sources MOODY'S considers to be reliable including, when appropriate, independent third-party sources. However, MOODY'S is not an auditor and cannot in every instance independently verify or validate information received in the rating process or in preparing the Moody's publications.

To the extent permitted by law, MOODY'S and its directors, officers, employees, agents, representatives, licensors and suppliers disclaim liability to any person or entity for any indirect, special, consequential, or incidental losses or damages whatsoever arising from or in connection with the information contained herein or the use of or inability to use any such information, even if MOODY'S or any of its directors, officers, employees, agents, representatives, licensors or suppliers is advised in advance of the possibility of such losses or damages, including but not limited to: (a) any loss of present or prospective profits or (b) any loss or damage arising where the relevant financial instrument is not the subject of a particular credit rating assigned by MOODY'S.

To the extent permitted by law, MOODY'S and its directors, officers, employees, agents, representatives, licensors and suppliers disclaim liability for any direct or compensatory losses or damages caused to any person or entity, including but not limited to by any negligence (but excluding fraud, willful misconduct or any other type of liability that, for the avoidance of doubt, by law cannot be excluded) on the part of, or any contingency within or beyond the control of, MOODY'S or any of its directors, officers, employees, agents, representatives, licensors or suppliers, arising from or in connection with the information contained herein or the use of or inability to use any such information.

NO WARRANTY, EXPRESS OR IMPLIED, AS TO THE ACCURACY, TIMELINESS, COMPLETENESS, MERCHANTABILITY OR FITNESS FOR ANY PARTICULAR PURPOSE OF ANY CREDIT RATING OR OTHER OPINION OR INFORMATION IS GIVEN OR MADE BY MOODY'S IN ANY FORM OR MANNER WHATSOEVER.

Moody's Investors Service, Inc., a wholly-owned credit rating agency subsidiary of Moody's Corporation ("MCO"), hereby discloses that most issuers of debt securities (including corporate and municipal bonds, debentures, notes and commercial paper) and preferred stock rated by Moody's Investors Service, Inc. have, prior to assignment of any rating, agreed to pay to Moody's Investors Service, Inc. for ratings opinions and services rendered by it fees ranging from \$1,000 to approximately \$2,700,000. MCO and MIS also maintain policies and procedures to address the independence of MIS's ratings and rating processes. Information regarding certain affiliations that may exist between directors of MCO and rated entities, and between entities who hold ratings from MIS and have also publicly reported to the SEC an ownership interest in MCO of more than 5%, is posted annually at www.moody.com under the heading "Investor Relations — Corporate Governance — Director and Shareholder Affiliation Policy."

Additional terms for Australia only: Any publication into Australia of this document is pursuant to the Australian Financial Services License of MOODY'S affiliate, Moody's Investors Service Pty Limited ABN 61 003 399 657 AFSL 336969 and/or Moody's Analytics Australia Pty Ltd ABN 94 105 136 972 AFSL 383569 (as applicable). This document is intended to be provided only to "wholesale clients" within the meaning of section 761G of the Corporations Act 2001. By continuing to access this document from within Australia, you represent to MOODY'S that you are, or are accessing the document as a representative of, a "wholesale client" and that neither you nor the entity you represent will directly or indirectly disseminate this document or its contents to "retail clients" within the meaning of section 761G of the Corporations Act 2001. MOODY'S credit rating is an opinion as to the creditworthiness of a debt obligation of the issuer, not on the equity securities of the issuer or any form of security that is available to retail investors.

Additional terms for Japan only: Moody's Japan K.K. ("MJKK") is a wholly-owned credit rating agency subsidiary of Moody's Group Japan G.K., which is wholly-owned by Moody's Overseas Holdings Inc., a wholly-owned subsidiary of MCO. Moody's SF Japan K.K. ("MSFJ") is a wholly-owned credit rating agency subsidiary of MJKK. MSFJ is not a Nationally Recognized Statistical Rating Organization ("NRSRO"). Therefore, credit ratings assigned by MSFJ are Non-NRSRO Credit Ratings. Non-NRSRO Credit Ratings are assigned by an entity that is not a NRSRO and, consequently, the rated obligation will not qualify for certain types of treatment under U.S. laws. MJKK and MSFJ are credit rating agencies registered with the Japan Financial Services Agency and their registration numbers are FSA Commissioner (Ratings) No. 2 and 3 respectively.

MJKK or MSFJ (as applicable) hereby disclose that most issuers of debt securities (including corporate and municipal bonds, debentures, notes and commercial paper) and preferred stock rated by MJKK or MSFJ (as applicable) have, prior to assignment of any rating, agreed to pay to MJKK or MSFJ (as applicable) for ratings opinions and services rendered by it fees ranging from JPY125,000 to approximately JPY250,000,000.

MJKK and MSFJ also maintain policies and procedures to address Japanese regulatory requirements.

REPORT NUMBER 1162361

CLIENT SERVICES

Americas	1-212-553-1653
Asia Pacific	852-3551-3077
Japan	81-3-5408-4100
EMEA	44-20-7772-5454

Annexe 6-6

Rapport de Fitch Ratings sur TransCanada Corporation et TCPL

TransCanada Corporation/TransCanada PipeLines Limited

Full Rating Report

Ratings

Long-Term IDR	A-
Short Term IDR	F2
Commercial Paper	F2
Senior Unsecured	A-

IDR – Issuer Default Rating.

Rating Outlook

Stable

Financial Data

TransCanada Corporation

(CAD Mil.)	12/31/16	12/31/15
Revenues	12,505.0	11,300.0
Adjusted EBITDA	5,959.0	5,296.0
FFO	4,721.0	4,421.0
Adjusted EBITDA/Interest Expense (x)	4.0	4.6
Debt/Adjusted EBITDA (x)	6.6	6.0

Related Research

[North American Midstream: Fourth-Quarter Earnings Wrap-Up \(EBITDA Growth Days Are Here Again\) \(March 2017\)](#)

[2017 Outlook: North American Midstream Energy \(Sector Stabilizing\) \(November 2016\)](#)

Key Rating Drivers

Low Business Risk: Over 90% of TransCanada Corporation's (TRP) EBITDA is derived from regulated assets or assets supported by long-term contracts. Regulated assets are under the jurisdiction of well-regarded governmental bodies. The roster of counterparties for contracted assets is diversified and strong. The regulatory- and contract-based cash flows remove almost all customer demand variability from TRP's earnings.

Significant Size and Scale: TRP is one of the most important midstream energy infrastructure providers in North America, with EBITDA comparable to the largest members of the Alerian Master Limited Partnership index. TRP's pipelines access significant and growing supply and demand areas for natural gas. Company scale matters in the midstream infrastructure industry and often provides the ability to weather weak capital markets, the expertise to develop and construct greenfield projects for customers, or the network flexibility to reverse flows or change the product shipped.

Large Capital Spending Program: The large capex program underway requires external financing, which is forecast to come from debt and equity issuances. Management intends to finance these projects while maintaining a 60/40 debt/equity capital structure. Maintenance capital spending on most of its pipeline divisions is supported relatively promptly in customer rates.

Structural Subordination: Certain of TRP's operating subsidiary companies utilize leverage, as is commonly the case for regulated utility companies. Debt at TransCanada PipeLines Limited (TCPL) is structurally subordinate to debt at its operating subsidiaries. Subsidiary debt is relatively nominal at approximately 15% of total debt outstanding. The stable cash flow generation inherent in these pipeline assets largely mitigates concerns around structural subordination. The Mainline pipeline is an operating division inside TCPL, providing some direct asset coverage.

Rating Sensitivities

Positive Action: Sustained leverage below 3.5x could lead to a positive rating action, but positive rating action is not anticipated in the medium term.

Negative Action: Future developments that may, individually or collectively, lead to negative rating action include materially adverse regulatory outcomes at any of TRP's major regulated businesses, or an acquisition that represents a change in the current business strategy of operating businesses based on cost-of-service principles or very long-term take-or-pay contracts.

Sustained adjusted debt/adjusted EBITDA above 5.5x at TRP or new projects experiencing cost overruns, unreliable operations or customer defaults, so the company is not on a path to significantly reducing adjusted debt/adjusted EBITDA could also lead to negative rating actions.

Negative action could also occur if the company is unable to sanction its current slate of development projects and leverage is not reduced to 4.5x in 2019, or if large new projections are sanctioned, the leverage is not reduced to 5.5x.

Analysts

Thomas Brownsword
+1 646 582-4881
thomas.brownsword@fitchratings.com

Peter Molica
+1 212 908-0288
peter.molica@fitchratings.com

Financial Overview

Liquidity and Debt Structure

Liquidity is adequate. TRP had approximately CAD8.3 billion of available capacity under committed revolving credit facilities as of May 4, 2017 (note: all currency references in this report are to Canadian dollars).

TRP's maturities are manageable over the next few years. Four credit facilities mature in December 2017, but these facilities are extendible on lenient terms. The 2018 figure in the *Debt Maturities and Liquidity* table below has a large number that has been reduced over the course of 2017. Accordingly, the company's maturity schedule does not present a challenge.

Besides credit facilities, liquidity is amply furnished by the company's predictable cash flow generated from operations, its proven ability to access debt and equity markets in both Canada and the U.S., and its portfolio management, including additional dropdowns of U.S. natural gas pipeline assets into TC PipeLines, LP.

Leverage measured at year-end 2016 is elevated in part due to the effect of acquiring Columbia Pipeline Group, Inc. (CPG) in the middle of the year in a partly debt-financed transaction.

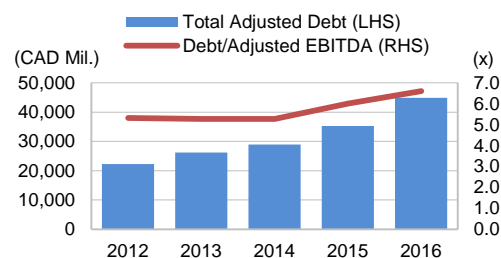
Debt Maturities and Liquidity

(CAD Mil., As of Dec. 31, 2016)

2017	2,521.7
2018	8,959.2
2019	1,722.9
2020	2,699.9
Thereafter	28,420.5
Cash and Cash Equivalents	1,016.0
Undrawn Committed Facilities	6,085.1

Source: Company data, Fitch.

Total Debt and Leverage

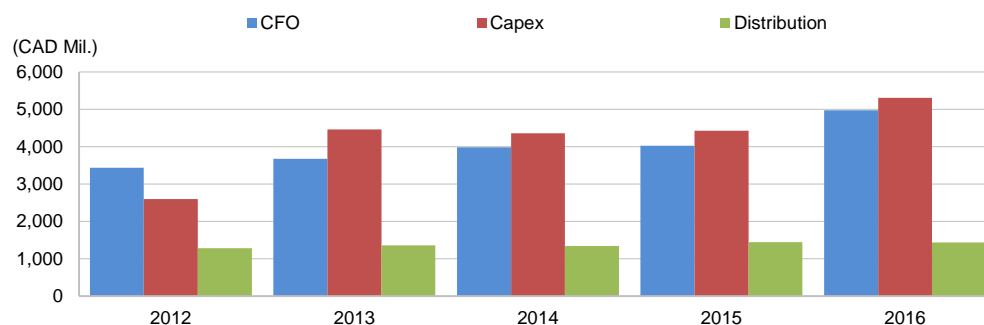


Source: Company data, Fitch.

Cash Flow Analysis

Like other midstream companies connected to production regions characterized by expectations for long-term growth, TRP is expected to remain FCF negative.

CFO and Cash Use



Source: Company data, Fitch.

Related Criteria

[Criteria for Rating Non-Financial Corporates \(March 2017\)](#)

[Parent and Subsidiary Rating Linkage \(August 2016\)](#)

Peer and Sector Analysis

Peer Group

Issuer	Country
BBB+ Enterprise Products Operating LLC	U.S.
BBB Spectra Energy Partners, LP	U.S.
BBB- Kinder Morgan, Inc.	U.S.

Issuer Rating History

Date	LT IDR	Outlook/ Watch
4/6/17	A-	New Rating

LT IDR – Long-Term Issuer Default Rating.
Source: Fitch.

Peer Group Analysis

(CAD Mil. Unless Otherwise Noted)	TransCanada Corporation	Enterprise Products Operating LLC ^a	Kinder Morgan, Inc. ^a	Spectra Energy Partners, LP ^a
LTM Ending	12/31/16	12/31/16	12/31/16	12/31/16
Long-Term IDR	A-	BBB+	BBB-	BBB
Outlook	Stable	Stable	Stable	Stable

Financial Statistics

Revenue	12,505.0	23,022.3	13,058.0	4,916.0
Adjusted EBITDA	5,959.0	5,255.9	6,168.0	2,384.0
Adjusted EBITDA Margin (%)	47.7	22.8	47.2	48.5
Debt with Equity Credit	44,879.5	23,164.4	38,573.2	16,247.0
FFO	4,721.0	4,435.8	4,494.0	1,999.0
Capex	5,302.0	3,025.1	2,882.0	3,703.0

Credit Metrics (x)

Adjusted EBITDA/Gross Interest Coverage	4.0	5.3	3.2	4.4
FFO-Adjusted Leverage	7.0	4.4	5.8	6.3
Debt with Equity Credit/Adjusted EBITDA	6.6	4.4	5.8	6.5
FFO Interest Coverage	3.5	5.7	3.0	4.5

^aFinancial Statistics in USD. IDR – Issuer Default Rating.
Source: Company data, Fitch.

Key Rating Issues

Canadian Midstream Companies Have Higher Leverage

TRP has higher leverage relative to similarly rated U.S. peer companies. For most of the company's existence, this leverage was due in part to the approved capital structure and ROE on TRP's Canadian operations. With approved equity of between 30% and 40%, and approved ROEs in the 8%–10% range, TRP's Canadian operations are going to be more levered than in the U.S. A long-held utility industry policy is to show regulators, shareholders and other key stakeholders leverage that is neither significantly more nor significantly less than the leverage embedded in customer rates.

This legacy of high national home country leverage is offset in part by the lower business risk on the Canadian pipeline operations compared with the U.S., due to more constructive regulation, less competition and the higher importance of long-distance energy transportation to the national economy.

Significant Capital Spending Program

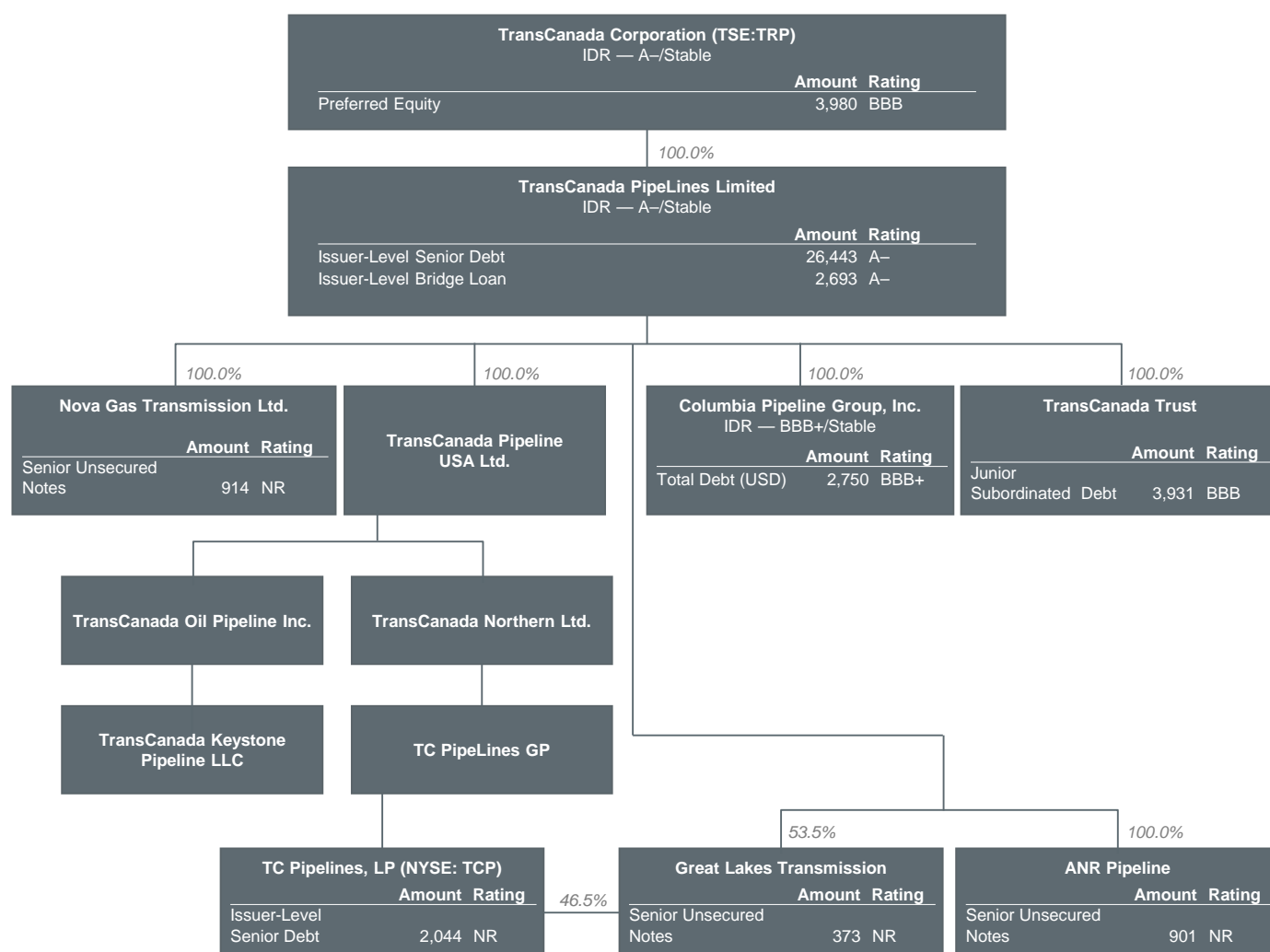
TRP has a rather robust and ambitious growth spending plan for 2017–2020, with roughly CAD23 billion in growth capital projects moving forward. These projects are generally low risk, supported by contracts that will help them generate consistent, stable cash flows once completed. There is some construction risk around the projects moving forward, but outside recent history (Keystone XL), TRP has a strong history of completing projects on time, and on or under budget with little regulatory interference.

The high level of growth spending will push already high leverage metrics higher in the near term, but the company is willing to tolerate higher near-term leverage if there is no significant

deterioration in profitability on existing assets or coverage metrics. Management believes TRP has enough financing levers to pull to complete its spending program without putting too much stress on its financial position. This includes two closed asset sales (U.S. Merchant hydro and thermal power station portfolios), increased potential of further asset sales, preferred equity issuances, junior subordinated debt issuances and TCP dropdowns, with one dropdown recently agreed upon.

The CAD23 billion in capital spending excludes a CAD15.7 billion Energy East project. It also excludes the Keystone XL pipeline, which has been given another chance to move through the remaining regulatory process with the departure of the Obama administration.

Simplified Organizational Structure — TransCanada Corporation
(CAD Mil., Except Where Noted, As of Dec. 31, 2016)



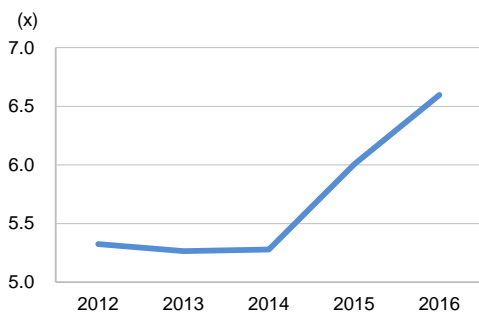
IDR – Issuer Default Rating. NR – Not publicly rated.
Source: Company filings, Fitch.

Definitions

- **Leverage:** Total debt adjusted for equity credit divided by Fitch-adjusted EBITDA accounting for master limited partnership's cash flow and extraordinary items.
- **Interest Coverage:** Adjusted EBITDA plus gross interest paid plus preferred dividends divided by gross interest paid plus preferred dividends.
- **CFO/Capex:** Cash flow from operations divided by total capex (maintenance plus growth capex).
- **FFO-Adjusted Leverage:** Debt less equity credit for hybrid securities plus preferred stock and adjusted for rental expense divided by FFO plus gross interest expense plus preferred dividends plus rental expense.

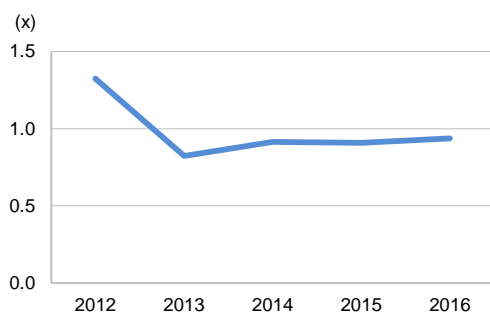
Key Metrics

Leverage



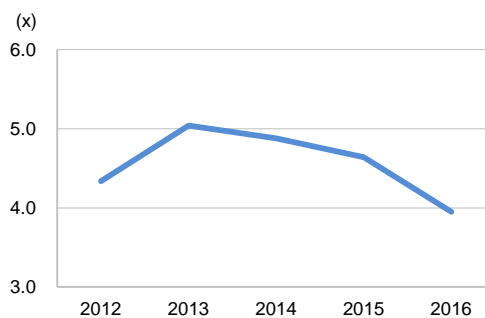
Source: Company data, Fitch.

CFO/Capex



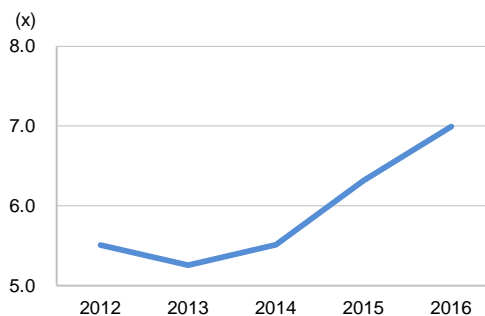
Source: Company data, Fitch.

Interest Coverage Ratio



Source: Company data, Fitch.

FFO-Adjusted Leverage



Source: Company data, Fitch.

Company Profile

TRP is the ultimate parent of the TransCanada family of companies. The primary debt issuer in the family is TCPL, which operates through three segments: Natural Gas Pipelines, Liquids Pipelines and Energy. The Natural Gas Pipelines segment handles about 27% of continental natural gas demand and consists of the company's investments in approximately 56,900 miles of regulated natural gas pipelines and over 650 billion cubic feet of regulated natural gas storage facilities. These assets are located in Canada, the U.S. and Mexico. The Natural Gas Pipelines segment provided about 65% of adjusted EBIT for fourth-quarter 2016 — a quarter in which newly acquired CPG was present the entire quarter.

The Liquids Pipelines segment consists of approximately 2,700 miles of crude oil pipeline systems connecting Alberta and the U.S. crude oil supplies to the U.S. refining markets in Illinois, Oklahoma and Texas. The Liquids Pipelines division generated about 15% of adjusted EBIT for fourth-quarter 2016.

The Energy segment at Dec. 31, 2016 consisted of the company's investments in 17 electric power generating stations and two nonregulated Alberta natural gas storage facilities. The Energy division produced about 25% of adjusted EBIT in fourth-quarter 2016. Energy's percentage share will decline as a result of recently closed divestments related to power generating stations in deregulated markets in the northeast U.S. The sale of these plants reduces TRP's already low business risk.

Revenues for the Natural Gas Pipeline segment are predominantly provided under regulatory rate orders. These rate orders come from two bodies, Canada's National Energy Board (NEB) and the Federal Energy Regulatory Commission (FERC). The sizeable presence of the NEB and the FERC in TRP's business is a differentiating credit factor for the company.

The roster of counterparties for contracted assets is diversified and strong. The company's supply access improved due to recently acquired CPG's Marcellus formation region franchise.

Annual Historical Financials — TransCanada Corporation

(CAD Mil., Years Ended Dec. 31)	2012	2013	2014	2015	2016
Profitability (%)					
Operating EBITDAR Margin	50.3	50.7	49.3	48.0	48.8
Operating EBITDA Margin	49.3	49.6	48.1	46.9	47.7
Operating EBIT Margin	32.1	32.7	32.3	31.2	32.1
FFO Margin	39.3	45.5	41.0	39.1	37.8
FCF Margin	(5.5)	(24.4)	(16.9)	(16.4)	(14.1)
Gross Leverage (x)					
Total Adjusted Debt/Operating EBITDAR	5.4	5.3	5.3	6.0	6.6
FFO-Adjusted Leverage	5.5	5.3	5.5	6.3	7.0
FCF/Total Adjusted Debt (%)	(1.9)	(8.0)	(5.8)	(5.1)	(3.8)
Total Debt with Equity Credit/Operating EBITDA	5.3	5.3	5.3	6.0	6.6
Total Adjusted Debt/(CFO Before Lease Expense – Maintenance Capex)	24.8	(39.1)	(115.7)	(132.0)	(244.9)
Coverage (x)					
Operating EBITDAR/(Interest Paid + Lease Expense)	4.1	4.7	4.5	4.3	3.7
Operating EBITDA/Interest Paid	4.3	5.0	4.9	4.6	4.0
FFO Fixed-Charge Coverage	3.8	4.4	4.1	3.9	3.3
FFO Interest Coverage	4.0	4.7	4.4	4.1	3.5
CFO/Capex	1.3	0.8	0.9	0.9	0.9
Debt Summary					
Total Debt with Equity Credit	22,297	26,145	28,932	35,263	44,880
Total Adjusted Debt with Equity Credit	22,969	26,929	29,844	36,311	46,040
Lease-Equivalent Debt	672	784	912	1,048	1,160
Interest (Paid)	(966)	(985)	(1,123)	(1,266)	(1,721)
Cash Flow Summary					
FFO	3,149	4,000	4,174	4,421	4,721
Change in Working Capital (Fitch Defined)	287	(326)	(189)	(398)	248
CFO	3,436	3,674	3,985	4,023	4,969
Capex	(2,595)	(4,461)	(4,357)	(4,429)	(5,302)
Common Dividends (Paid)	(1,281)	(1,356)	(1,345)	(1,446)	(1,436)
FCF	(440)	(2,143)	(1,717)	(1,852)	(1,769)
Acquisitions and Divestitures	(214)	(216)	(45)	(236)	(13,602)
Net Debt Proceeds	960	2,475	878	2,475	6,400
Net Equity Proceeds	53	841	366	31	9,422
Other Investing and Financing Cash Flows	(462)	(581)	80	(57)	(285)
Total Change in Cash and Equivalents	(103)	376	(438)	361	166
Liquidity					
Readily Available Cash and Equivalents	551	927	489	850	1,016
Availability Under Committed Credit Lines	2,398	3,358	3,433	6,482	8,826
Working Capital					
Net Working Capital (Fitch Defined)	(15)	119	(443)	(315)	(595)
Trade Accounts Receivable (Days)	48.0	46.6	47.1	44.8	60.6
Inventory Turnover (Days)	22.5	23.0	22.2	21.5	22.4
Trade Accounts Payable (Days)	92.9	79.2	123.3	100.2	148.8
Capital Intensity (%)	32.4	50.7	42.8	39.2	42.4
Income Statement					
Revenue	8,007	8,797	10,185	11,300	12,505
Operating EBITDAR	4,031	4,459	5,017	5,427	6,104
Operating EBITDAR After Dividends to Associates and Minorities	4,272	5,064	5,596	6,003	6,948
Operating EBITDA	3,947	4,361	4,903	5,296	5,959
Operating EBITDA After Dividends to Associates and Minorities	4,188	4,966	5,482	5,872	6,803
Operating EBIT	2,572	2,876	3,292	3,531	4,020

Source: Company reports, Fitch.

The ratings above were solicited by, or on behalf of, the issuer, and therefore, Fitch has been compensated for the provision of the ratings.

ALL FITCH CREDIT RATINGS ARE SUBJECT TO CERTAIN LIMITATIONS AND DISCLAIMERS PLEASE READ THESE LIMITATIONS AND DISCLAIMERS BY FOLLOWING THIS LINK: [HTTPS://FITCHRATINGS.COM/UNDERSTANDINGCREDITRATINGS](https://fitchratings.com/understandingcreditratings). IN ADDITION, RATING DEFINITIONS AND THE TERMS OF USE OF SUCH RATINGS ARE AVAILABLE ON THE AGENCY'S PUBLIC WEB SITE AT WWW.FITCHRATINGS.COM. PUBLISHED RATINGS, CRITERIA, AND METHODOLOGIES ARE AVAILABLE FROM THIS SITE AT ALL TIMES. FITCH'S CODE OF CONDUCT, CONFIDENTIALITY, CONFLICTS OF INTEREST, AFFILIATE FIREWALL, COMPLIANCE, AND OTHER RELEVANT POLICIES AND PROCEDURES ARE ALSO AVAILABLE FROM THE CODE OF CONDUCT SECTION OF THIS SITE. FITCH MAY HAVE PROVIDED ANOTHER PERMISSIBLE SERVICE TO THE RATED ENTITY OR ITS RELATED THIRD PARTIES. DETAILS OF THIS SERVICE FOR RATINGS FOR WHICH THE LEAD ANALYST IS BASED IN AN EU-REGISTERED ENTITY CAN BE FOUND ON THE ENTITY SUMMARY PAGE FOR THIS ISSUER ON THE FITCH WEBSITE.

Copyright © 2017 by Fitch Ratings, Inc., Fitch Ratings Ltd. and its subsidiaries. 33 Whitehall Street, NY, NY 10004. Telephone: 1-800-753-4824, (212) 908-0500. Fax: (212) 480-4435. Reproduction or retransmission in whole or in part is prohibited except by permission. All rights reserved. In issuing and maintaining its ratings and in making other reports (including forecast information), Fitch relies on factual information it receives from issuers and underwriters and from other sources Fitch believes to be credible. Fitch conducts a reasonable investigation of the factual information relied upon by it in accordance with its ratings methodology, and obtains reasonable verification of that information from independent sources, to the extent such sources are available for a given security or in a given jurisdiction. The manner of Fitch's factual investigation and the scope of the third-party verification it obtains will vary depending on the nature of the rated security and its issuer, the requirements and practices in the jurisdiction in which the rated security is offered and sold and/or the issuer is located, the availability and nature of relevant public information, access to the management of the issuer and its advisers, the availability of pre-existing third-party verifications such as audit reports, agreed-upon procedures letters, appraisals, actuarial reports, engineering reports, legal opinions and other reports provided by third parties, the availability of independent and competent third-party verification sources with respect to the particular security or in the particular jurisdiction of the issuer, and a variety of other factors. Users of Fitch's ratings and reports should understand that neither an enhanced factual investigation nor any third-party verification can ensure that all of the information Fitch relies on in connection with a rating or a report will be accurate and complete. Ultimately, the issuer and its advisers are responsible for the accuracy of the information they provide to Fitch and to the market in offering documents and other reports. In issuing its ratings and its reports, Fitch must rely on the work of experts, including independent auditors with respect to financial statements and attorneys with respect to legal and tax matters. Further, ratings and forecasts of financial and other information are inherently forward-looking and embody assumptions and predictions about future events that by their nature cannot be verified as facts. As a result, despite any verification of current facts, ratings and forecasts can be affected by future events or conditions that were not anticipated at the time a rating or forecast was issued or affirmed.

The information in this report is provided "as is" without any representation or warranty of any kind, and Fitch does not represent or warrant that the report or any of its contents will meet any of the requirements of a recipient of the report. A Fitch rating is an opinion as to the creditworthiness of a security. This opinion and reports made by Fitch are based on established criteria and methodologies that Fitch is continuously evaluating and updating. Therefore, ratings and reports are the collective work product of Fitch and no individual, or group of individuals, is solely responsible for a rating or a report. The rating does not address the risk of loss due to risks other than credit risk, unless such risk is specifically mentioned. Fitch is not engaged in the offer or sale of any security. All Fitch reports have shared authorship. Individuals identified in a Fitch report were involved in, but are not solely responsible for, the opinions stated therein. The individuals are named for contact purposes only. A report providing a Fitch rating is neither a prospectus nor a substitute for the information assembled, verified and presented to investors by the issuer and its agents in connection with the sale of the securities. Ratings may be changed or withdrawn at any time for any reason in the sole discretion of Fitch. Fitch does not provide investment advice of any sort. Ratings are not a recommendation to buy, sell, or hold any security. Ratings do not comment on the adequacy of market price, the suitability of any security for a particular investor, or the tax-exempt nature or taxability of payments made in respect to any security. Fitch receives fees from issuers, insurers, guarantors, other obligors, and underwriters for rating securities. Such fees generally vary from US\$1,000 to US\$750,000 (or the applicable currency equivalent) per issue. In certain cases, Fitch will rate all or a number of issues issued by a particular issuer, or insured or guaranteed by a particular insurer or guarantor, for a single annual fee. Such fees are expected to vary from US\$10,000 to US\$1,500,000 (or the applicable currency equivalent). The assignment, publication, or dissemination of a rating by Fitch shall not constitute a consent by Fitch to use its name as an expert in connection with any registration statement filed under the United States securities laws, the Financial Services and Markets Act of 2000 of the United Kingdom, or the securities laws of any particular jurisdiction. Due to the relative efficiency of electronic publishing and distribution, Fitch research may be available to electronic subscribers up to three days earlier than to print subscribers.

For Australia, New Zealand, Taiwan and South Korea only: Fitch Australia Pty Ltd holds an Australian financial services license (AFS license no. 337123) which authorizes it to provide credit ratings to wholesale clients only. Credit ratings information published by Fitch is not intended to be used by persons who are retail clients within the meaning of the Corporations Act 2001.

Annexe 6-7

Communiqué de presse de Fitch Ratings sur TC Énergie



Fitch Affirms TC Energy Corporation at 'A-'; Outlook Stable

Fitch Ratings-New York-26 June 2019: Fitch Rating has affirmed the 'A-' Long-Term Issuer Default Rating (IDR) of TC Energy Corporation (formerly known as TransCanada Corporation; TRP) and 'BBB' preferred share rating. The TRP senior unsecured rating is withdrawn, as a consequence of there being no such debt. Fitch has affirmed the IDR of TransCanada PipeLines Limited (TCPL) at 'A-', the senior unsecured rating at 'A-' and the short-term IDR and CP rating at 'F2'. Fitch has also affirmed TransCanada Trust's (Trust) junior subordinated rating at 'BBB'. Trust's junior subordinated notes are guaranteed by TCPL on a subordinated basis. The Rating Outlook for TRP and TCPL is Stable.

The ratings on TRP, TCPL and Trust reflect the group's large scale and cash flow predictability. The predictable quality of TRP's cash flow stems from the company's strong portfolio of assets, which generate approximately 95% of cash flows from either regulatory rate orders or long-term contracts. The regulatory-based cash flows and the contract cash flows remove almost all customer-demand variability from TRP's earnings. Concerns include contract management issues for the Mexico Natural Gas Pipelines segment, execution of a large capital investment program and rapid dividend growth rate guidance, while also improving leverage metrics. TRP expects to grow dividends by at least 8% per annum through 2021.

KEY RATING DRIVERS

Recent Report of an Arbitration Request Gives Rise to Political Risk Concern: News outlets are reporting that TRP's partner in the Sur de Texas project has disclosed that Comision Federal de Electricidad (CFE) has requested arbitration regarding a project or projects that TransCanada is building in Mexico. Fitch's rating case expects slightly under 10% of adjusted EBITDA to come from the Mexico Natural Gas Pipelines segment. This EBITDA is a mix of old, seasoned, and well-utilized pipelines, as well as three that are under construction (with the largest one reported to be mechanically complete). The projects under construction have been receiving force majeure payments from CFE for approximately one year. The advent of an arbitration proceeding raises political risk over the entire Mexico segment, and the possibility of the stoppage, and potentially, the disgorgement of past payments (whether by offset or otherwise) have implications for Fitch's views on overall business risk and leverage forecasts. Regarding leverage forecasts, TransCanada is expected to be somewhat weakly positioned against the negative leverage sensitivity. Fitch will monitor this reported arbitration request closely. For context, TransCanada's business in Mexico has been in existence for decades, and it has been without material negative credit impact during that time.

Diversified Operations Pay Off: While all of TRP's five segments exhibit low business risk, there are

some residual risks that are impossible to extinguish. For instance, on some regulated U.S. pipelines, the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) requires 10% of capacity be left open for spot market nominations. Of importance in assessing the company's overall business risk is that some of these residual risks are behaving with a lack of correlation. Compared to Fitch's expectations for 2018 adjusted EBITDA, the Liquids segment did much better than expected, slightly offsetting the negative impacts of higher unplanned outage days at the Bruce Nuclear Power Station, and force majeure status at Sur de Texas. Fitch regards TransCanada's business risk as among the lowest in the midstream sector.

Moreover, the two largest natural gas pipeline segments (Canada and U.S.) are assessed to have extremely low business risk. Since the FERC changed the way it regulates natural gas pipelines in the mid-1990s, there have been no material FERC-regulated natural gas pipeline bankruptcies. This track record is impressive given the many new entrants as the industry vastly increased the service available to customers. The Canadian utility (all types of utilities) sector bankruptcy frequency is lower than that of the U.S. (as adjusted for the size difference between the countries).

Positive Surprise from the Footprint's Opportunity: TransCanada's expansive business is throwing off more profitable opportunities than expected. Comparing the roster of secured projects versus a listing of about a year ago, the 2019 building slate in the multi-year Nova Gas Transmission Ltd expansion has increased by \$400 million (with more increases in the out years). The Bruce life extension multi-year program has increased by \$1.3 billion. Various parts of the Columbia network have raised Fitch's estimate for 2019 newly-sanctioned capex. While some of the increased capex (excluding investments in joint ventures) is due to late completions, it is evident that the footprint requires Fitch to revise its forecast of run-rate capex. In parallel, Fitch is boosting its leverage negative sensitivity from 4.5x to 5.0x.

Beneficial Size and Scope: TRP is one of the largest North American midstream companies. TRP's three Natural Gas Pipelines segments transport product that fulfills over one-quarter of continental natural gas demand. TRP's two other segments also feature world-scale assets that furnish stable cash flows. For instance, the Energy segment contains Bruce Power (6,400 megawatts), which annually vies for the status of the world's largest nuclear power station by kilowatt-hour production. Twenty percent of western Canadian crude oil exports are transported on the Liquids Pipelines segment's Keystone Pipeline system.

Successful Execution on Growth Projects: The rating is further supported by TRP's development, construction and operational execution ability. Execution has been good during two years in which TRP administered the acquired large construction program of Columbia Pipeline Group, Inc.'s (CPG; IDR BBB+/Stable). In terms of operational execution, TRP took advantage of good market conditions recently to take bids, and then execute contracts, on additional firm long-term service on the Marketlink crude oil pipeline. The Liquids Pipelines segment has successfully extended the reach of the base Keystone Pipeline. The Energy segment features many plants that TransCanada caused to be built from either a "green field," or, in the case of Bruce Power, expanded in size by bringing "laid up" units back into commercial operation.

Equity and Subordinated Debt Issuance Trails Off: As was widespread across the midstream sector in 2018, the aggregate equity content from TransCanada's issuance of equity and subordinated debt fell compared to the previous year. Positively, TransCanada's common equity issuance placed in the

market in 2018 was greater than in 2017, as was cash retained in the business by use of the dividend reinvestment plan. More than offsetting those flows was lower equity content from the issuance of subordinated debt. Given the high run-rate growth capex that Fitch now forecasts, Fitch expects TransCanada to be balanced in its mix of senior debt, and other securities that are equity or have equity content. Fitch expects 2020 total debt to adjusted EBITDA to be in a range of 4.7x-4.9x.

DERIVATION SUMMARY

TransCanada's credit profile compares well with its peers on the factors of scale and breadth of operations. The company is the most geographically diverse in the midstream sector, being unique in having a material business outside of the U.S. and Canada. The Mexico business is mature, and has a stable history; Fitch expects that business to continue to be strong. Construction and operating risk in the business segments range from low-to-medium complexity, with Bruce Power being the primary driver of "medium" risk. Regulatory risk with respect to permitting is of moderate difficulty in the current politicized environment for energy. Fitch believes that TCPL has good relations with each of the National Energy Board (NEB) and the FERC.

TransCanada Corporation (TRP) is similar to Enterprise Products Operating LLC (EPO; BBB+/Stable) on many points of comparison. Both are very large companies, each has for many years had a relatively simple structure, each demonstrates a good track record of execution and each implements balanced financial policies. The two companies have little segmental overlap, with the one segment that is common to both companies being Crude Oil Pipelines (and for each company this segment was the last one added to the portfolio of segments). TRP obtains about 95% of its run-rate cash flow from regulatory rate orders or very long-term contracts (measured at inception). This cash flow profile is the main reason that TRP is one notch higher than EPO, at 'A-'. The cash flow profile offsets the large leverage profile advantage EPO enjoys. TRP had adjusted debt to EBITDA leverage of approximately 5.5x in 2018, and the company has a target to delever further this year. EPO's leverage in 2018 was approximately 3.5x. As to relevant common stock beta against the S&P 500, both issuers have the exact same value of 0.83 (the measured stock is TRP's U.S. dollar stock). Capital access and cost of capital are strong for each company.

TransCanada is weakly positioned in its ratings category and EPO is strongly positioned in its rating category. The roughly two turns of leverage, which for fiscal 2018 EPO was superior to TRP, almost equals the importance of the revenue-assurance features that serve as the solid foundation for TRP.

KEY ASSUMPTIONS

Fitch's Key Assumptions Within Our Rating Case for the Issuer

- Canadian and U.S. natural gas pipelines earn the returns/profit levels underlying their recent rate cases, including successful re-contracting at the U.S. pipelines.
- Contracted cash flows are obtained through successful operational performance at the Liquids Pipelines and Energy operations.
- Approximately \$6.5 billion-\$7.0 billion in capex (and excluding investments in joint ventures) in 2019.
- Coastal GasLink joint venture is established, and asset-level financing is raised, on TRP's

announced plan.

--Northern Courier partial monetization plans are fulfilled.

--Balanced funding of common equity (including retaining cash via the dividend reinvestment plan), subordinated debt and senior debt.

--CAD/USD rate of \$1.30.

RATING SENSITIVITIES

Developments That May, Individually or Collectively, Lead to Positive Rating Action

--A positive rating action is not anticipated in the medium term; however, total debt to adjusted EBITDA sustained below 3.5x could lead to a positive rating action.

Developments That May, Individually or Collectively, Lead to Negative Rating Action

--Adverse regulatory outcomes.

--An arbitration request from CFE gives rise to a shortfall in cash flows from the Mexico Natural Gas Pipelines segment that threatens to cause a breaching of the negative sensitivity on leverage (below), and, more generally, the relationship with CFE becomes one where the business risk of the entire division rises meaningfully.

--An acquisition that represents a change in the current business strategy of operating businesses that are based on cost-of-service principles or very long-term take-or-pay contracts.

--Setting a lower performance standard for on-time, on-budget construction completion.

--Lack of sufficient issuance of common equity (including the dividend reinvestment plan) and subordinated debt.

--An inability to raise non-recourse debt for Coastal GasLink, or, post-debt-raise, a placement of the project debt on-balance sheet; or the injection of partner equity for significant cost over-runs.

--In the context of a run-rate of capex (and excluding investments in joint ventures) of more than \$6 billion, a sustained period of total debt to adjusted EBITDA of 5.0x or above. Fitch notes that an end-of-period significant strengthening of the U.S. dollar generally drives LTM leverage higher. Fitch expects TRP to manage its positioning of the balance sheet with this effect of exchange rates factored in.

LIQUIDITY

Liquidity is adequate. On a consolidated basis, TRP had \$11.7 billion of unutilized, unsecured credit facilities and \$872 million of cash on hand. The credit facilities support CP programs for several subsidiaries and are guaranteed at the TCPL-level. Revolving credit facilities mature at TCPL mature in December 2019, December 2021, and December 2023, and demand credit facilities are rolled over every year. TCPL's liquidity is adequate to cover its debt maturities in 2019.

FULL LIST OF RATING ACTIONS

Fitch has taken the following rating actions:

TC Energy Corporation

--Long-term IDR affirmed at 'A-';

--Senior unsecured 'A-' withdrawn;;
--Preferred stock affirmed at 'BBB'.

TransCanada PipeLines Limited

--Long-term IDR affirmed at 'A-';
--Short-term IDR affirmed at 'F2';
--Senior unsecured rating affirmed at 'A-';
--CP rating affirmed at 'F2'.

TransCanada Trust

--Junior subordinated notes affirmed at 'BBB'.

The Rating Outlook is Stable.

Contact:

Primary Analyst

Thomas Brownsword

Senior Director

+1 646-582-4881

Fitch Ratings, Inc.

33 Whitehall Street

New York, NY 10004

Secondary Analyst

Michael Ruggirello, CFA

Associate Director

+1 416-644-6586

Committee Chairperson

Phil Smyth, CFA

Senior Director

+1 212-908-0531

Summary of Financial Statement Adjustments - As per Fitch's "Treatment and Notching of Hybrids in Non-Financial Corporate and REIT Credit Analysis" sector-specific criteria, Fitch treats the relevant securities for TRP and Trust as 50% debt and 50% equity. Referenced leverage metrics are adjusted as follows: consolidated balances and flows are used; hybrids get 50% debt credit, 50% equity credit; distributions from investees accounted for under the equity method of accounting are included in EBITDA, and equity earnings from these entities are excluded. Fitch looks at a variety of leverage calculations but features in its commentary the foregoing calculation.

Additional information is available on www.fitchratings.com. For regulatory purposes in various jurisdictions, the supervisory analyst named above is deemed to be the primary analyst for this issuer; the principal analyst is deemed to be the secondary.

Media Relations: Elizabeth Fogerty, New York, Tel: +1 212 908 0526, Email:
elizabeth.fogerty@thefitchgroup.com

Additional information is available on www.fitchratings.com

Applicable Criteria

Corporate Hybrids Treatment and Notching Criteria (pub. 09 Nov 2018)

Corporate Rating Criteria (pub. 19 Feb 2019)

Corporates Notching and Recovery Ratings Criteria (pub. 23 Mar 2018)

Parent and Subsidiary Rating Linkage (pub. 16 Jul 2018)

Short-Term Ratings Criteria (pub. 02 May 2019)

Additional Disclosures

Dodd-Frank Rating Information Disclosure Form

Solicitation Status

Endorsement Policy

ALL FITCH CREDIT RATINGS ARE SUBJECT TO CERTAIN LIMITATIONS AND DISCLAIMERS. PLEASE READ THESE LIMITATIONS AND DISCLAIMERS BY FOLLOWING THIS LINK: [HTTPS://WWW.FITCHRATINGS.COM/UNDERSTANDINGCREDITRATINGS](https://www.fitchratings.com/understandingcreditratings). IN ADDITION, RATING DEFINITIONS AND THE TERMS OF USE OF SUCH RATINGS ARE AVAILABLE ON THE AGENCY'S PUBLIC WEB SITE AT WWW.FITCHRATINGS.COM. PUBLISHED RATINGS, CRITERIA, AND METHODOLOGIES ARE AVAILABLE FROM THIS SITE AT ALL TIMES. FITCH'S CODE OF CONDUCT, CONFIDENTIALITY, CONFLICTS OF INTEREST, AFFILIATE FIREWALL, COMPLIANCE, AND OTHER RELEVANT POLICIES AND PROCEDURES ARE ALSO AVAILABLE FROM THE CODE OF CONDUCT SECTION OF THIS SITE. DIRECTORS AND SHAREHOLDERS RELEVANT INTERESTS ARE AVAILABLE AT [HTTPS://WWW.FITCHRATINGS.COM/SITE/REGULATORY](https://www.fitchratings.com/site/regulatory). FITCH MAY HAVE PROVIDED ANOTHER PERMISSIBLE SERVICE TO THE RATED ENTITY OR ITS RELATED THIRD PARTIES. DETAILS OF THIS SERVICE FOR RATINGS FOR WHICH THE LEAD ANALYST IS BASED IN AN EU-REGISTERED ENTITY CAN BE FOUND ON THE ENTITY SUMMARY PAGE FOR THIS ISSUER ON THE FITCH WEBSITE.

Copyright © 2019 by Fitch Ratings, Inc., Fitch Ratings Ltd. and its subsidiaries. 33 Whitehall Street, NY, NY 10004. Telephone: 1-800-753-4824, (212) 908-0500. Fax: (212) 480-4435. Reproduction or retransmission in whole or in part is prohibited except by permission. All rights reserved. In issuing and maintaining its ratings and in making other reports (including forecast information), Fitch relies on factual information it receives from issuers and underwriters and from other sources Fitch believes to be credible. Fitch conducts a reasonable investigation of the factual information relied upon by it in accordance with its ratings methodology, and obtains reasonable verification of that information from independent sources, to the extent such sources are available for a given security or in a given jurisdiction. The manner of Fitch's factual investigation and the scope of the third-party verification it obtains will vary depending on the nature of the rated security and its issuer, the requirements and practices in the jurisdiction in which the rated security is offered and sold and/or the issuer is located, the availability and nature of relevant public information, access to the management of the issuer and its advisers, the availability of pre-existing third-party verifications such as audit reports, agreed-upon procedures letters, appraisals, actuarial reports, engineering

reports, legal opinions and other reports provided by third parties, the availability of independent and competent third-party verification sources with respect to the particular security or in the particular jurisdiction of the issuer, and a variety of other factors. Users of Fitch's ratings and reports should understand that neither an enhanced factual investigation nor any third-party verification can ensure that all of the information Fitch relies on in connection with a rating or a report will be accurate and complete. Ultimately, the issuer and its advisers are responsible for the accuracy of the information they provide to Fitch and to the market in offering documents and other reports. In issuing its ratings and its reports, Fitch must rely on the work of experts, including independent auditors with respect to financial statements and attorneys with respect to legal and tax matters. Further, ratings and forecasts of financial and other information are inherently forward-looking and embody assumptions and predictions about future events that by their nature cannot be verified as facts. As a result, despite any verification of current facts, ratings and forecasts can be affected by future events or conditions that were not anticipated at the time a rating or forecast was issued or affirmed. The information in this report is provided "as is" without any representation or warranty of any kind, and Fitch does not represent or warrant that the report or any of its contents will meet any of the requirements of a recipient of the report. A Fitch rating is an opinion as to the creditworthiness of a security. This opinion and reports made by Fitch are based on established criteria and methodologies that Fitch is continuously evaluating and updating. Therefore, ratings and reports are the collective work product of Fitch and no individual, or group of individuals, is solely responsible for a rating or a report. The rating does not address the risk of loss due to risks other than credit risk, unless such risk is specifically mentioned. Fitch is not engaged in the offer or sale of any security. All Fitch reports have shared authorship. Individuals identified in a Fitch report were involved in, but are not solely responsible for, the opinions stated therein. The individuals are named for contact purposes only. A report providing a Fitch rating is neither a prospectus nor a substitute for the information assembled, verified and presented to investors by the issuer and its agents in connection with the sale of the securities. Ratings may be changed or withdrawn at any time for any reason in the sole discretion of Fitch. Fitch does not provide investment advice of any sort. Ratings are not a recommendation to buy, sell, or hold any security. Ratings do not comment on the adequacy of market price, the suitability of any security for a particular investor, or the tax-exempt nature or taxability of payments made in respect to any security. Fitch receives fees from issuers, insurers, guarantors, other obligors, and underwriters for rating securities. Such fees generally vary from US\$1,000 to US\$750,000 (or the applicable currency equivalent) per issue. In certain cases, Fitch will rate all or a number of issues issued by a particular issuer, or insured or guaranteed by a particular insurer or guarantor, for a single annual fee. Such fees are expected to vary from US\$10,000 to US\$1,500,000 (or the applicable currency equivalent). The assignment, publication, or dissemination of a rating by Fitch shall not constitute a consent by Fitch to use its name as an expert in connection with any registration statement filed under the United States securities laws, the Financial Services and Markets Act of 2000 of the United Kingdom, or the securities laws of any particular jurisdiction. Due to the relative efficiency of electronic publishing and distribution, Fitch research may be available to electronic subscribers up to three days earlier than to print subscribers. For Australia, New Zealand, Taiwan and South Korea only: Fitch Australia Pty Ltd holds an Australian financial services license (AFS license no. 337123) which authorizes it to provide credit ratings to wholesale clients only. Credit ratings information published by Fitch is not intended to be used by persons who are retail clients within the meaning of the Corporations Act 2001. Fitch Ratings, Inc. is registered with the U.S. Securities and Exchange Commission as a Nationally Recognized Statistical Rating Organization (the "NRSRO"). While certain of the NRSRO's credit rating subsidiaries are listed on Item 3 of Form NRSRO and as such are authorized to issue credit

ratings on behalf of the NRSRO (see <https://www.fitchratings.com/site/regulatory>), other credit rating subsidiaries are not listed on Form NRSRO (the "non-NRSROs") and therefore credit ratings issued by those subsidiaries are not issued on behalf of the NRSRO. However, non-NRSRO personnel may participate in determining credit ratings issued by or on behalf of the NRSRO.

SOLICITATION STATUS

The ratings above were solicited and assigned or maintained at the request of the rated entity/issuer or a related third party. Any exceptions follow below.

Endorsement Policy

Fitch's approach to ratings endorsement so that ratings produced outside the EU may be used by regulated entities within the EU for regulatory purposes, pursuant to the terms of the EU Regulation with respect to credit rating agencies, can be found on the EU Regulatory Disclosures page. The endorsement status of all International ratings is provided within the entity summary page for each rated entity and in the transaction detail pages for all structured finance transactions on the Fitch website. These disclosures are updated on a daily basis.

Fitch Updates Terms of Use & Privacy Policy

We have updated our Terms of Use and Privacy Policies which cover all of Fitch Group's websites. Learn more.

Annexe 6-8
Rapport annuel 2018 de TC Énergie

Rapport de gestion

Le 13 février 2019

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de TransCanada Corporation. Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes de l'exercice clos le 31 décembre 2018, qui ont été dressés selon les PCGR des États-Unis.

Table des matières

AU SUJET DE LA PRÉSENTE PUBLICATION	6
AU SUJET DE LA SOCIÉTÉ	10
• Trois entreprises essentielles	11
• Notre stratégie	12
• Mesures de la FERC de 2018	14
• Incidence de la réforme fiscale aux États-Unis	18
• Programme d'investissement	18
• Points saillants des résultats financiers de 2018	21
• Perspectives	28
ENTREPRISE DE GAZODUCS	29
GAZODUCS – CANADA	37
GAZODUCS – ÉTATS-UNIS	43
GAZODUCS – MEXIQUE	48
RISQUES LIÉS À L'ENTREPRISE DE GAZODUCS	51
PIPELINES DE LIQUIDES	53
ÉNERGIE	63
SIÈGE SOCIAL	74
SITUATION FINANCIÈRE	80
AUTRES RENSEIGNEMENTS	92
• Gestion des risques d'entreprise	92
• Contrôles et procédures	102
• Estimations comptables critiques	103
• Instruments financiers	106
• Modifications comptables	109
• Rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable au bénéfice sectoriel	113
• Résultats trimestriels	114
GLOSSAIRE	123

Au sujet de la présente publication

Les termes « la société », « elle », « sa », « ses », « nous », « notre », « nos » et « TransCanada » dont fait mention le présent rapport de gestion renvoient à TransCanada Corporation et ses filiales. Les abréviations et les acronymes qui ne sont pas définis dans le texte le sont dans le glossaire, à la page 123. Tous les renseignements sont en date du 13 février 2019 et tous les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

INFORMATION PROSPECTIVE

Nous communiquons de l'information prospective afin d'aider les investisseurs actuels et éventuels à comprendre l'évaluation que fait la direction de nos plans et perspectives financières pour l'avenir, ainsi que des perspectives futures en général.

Les énoncés prospectifs reposent sur certaines hypothèses et sur ce que nous savons et ce à quoi nous nous attendons présentement. Ils comprennent généralement des verbes comme « prévoir », « s'attendre », « croire », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » et d'autres termes du genre.

Les énoncés prospectifs présentés dans le présent rapport de gestion incluent des renseignements portant notamment sur :

- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes quant aux stratégies et objectifs en matière de croissance et d'expansion;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futures à notre disposition, y compris la gestion de notre portefeuille;
- la croissance prévue des dividendes;
- la cote de crédit future prévue;
- les coûts et les calendriers prévus des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations et les obligations contractuelles;
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus, y compris l'incidence des mesures de la FERC de 2018;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- l'incidence prévue de modifications aux normes comptables à venir, d'engagements futurs et de passifs éventuels;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique.

Les énoncés prospectifs ne constituent pas une garantie de la performance future. Les résultats et événements réels pourraient varier considérablement de ceux prévus du fait des hypothèses, des risques et des incertitudes auxquels la société est soumise ou des événements qui se produisent après la date de publication du présent rapport de gestion.

Les informations prospectives sont fondées sur les hypothèses clés qui suivent et elles sont soumises aux risques et incertitudes ci-après :

Hypothèses

- les décisions de réglementation et leur incidence, y compris les répercussions définitives des mesures de la FERC de 2018;
- les arrêts d'exploitation prévus et imprévus et le taux d'utilisation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement;
- l'accès aux marchés des capitaux, notamment grâce à la gestion de notre portefeuille;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique;
- les taux d'inflation et le prix des produits de base;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- la nature et la portée des activités de couverture.

Risques et incertitudes

- notre capacité de mettre en œuvre nos priorités stratégiques et la question de savoir si elles donneront les résultats escomptés;
- notre capacité à mettre en application une stratégie de répartition du capital qui s'harmonise avec notre objectif de maximiser la valeur actionnariale;
- le rendement en matière d'exploitation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinières;
- le montant des paiements de capacité et les produits tirés du secteur de l'énergie attribuables à la capacité disponible;
- les volumes de production des bassins d'approvisionnement;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux;
- la disponibilité et le prix des produits de base sur le marché;
- l'accès aux marchés des capitaux selon des modalités avantageuses;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit lié à nos contreparties;
- les décisions de réglementation et l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- les modifications apportées aux lois et règlements dans le domaine de l'environnement et dans d'autres domaines;
- la concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie;
- des conditions météorologiques inattendues ou inhabituelles;
- des manifestations de désobéissance civile;
- la cybersécurité et les innovations technologiques;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale;
- notre capacité à prévoir et à évaluer correctement les changements apportés aux politiques et à la réglementation gouvernementales.

Pour un complément d'information sur ces facteurs, le lecteur est prié de consulter la suite de ce rapport de gestion ainsi que nos autres rapports déposés auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la SEC des États-Unis.

Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, étant donné que les résultats réels pourraient afficher des différences appréciables, et il ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où elles ont été avancées. Nous ne mettons pas à jour les énoncés prospectifs pour tenir compte de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, sauf si la loi l'exige.

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

Il est possible d'obtenir de plus amples renseignements au sujet de TransCanada dans notre notice annuelle et dans d'autres documents d'information accessibles sur SEDAR (www.sedar.com).

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- BAIIA comparable;
- BAII comparable;
- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- fonds provenant de l'exploitation;
- fonds provenant de l'exploitation comparables;
- flux de trésorerie distribuables comparables;
- flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire.

Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR, et c'est pourquoi elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités.

Mesures comparables

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne tiennent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée. Sauf mention contraire, ces mesures comparables sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin.

Toute décision de ne pas ajuster une mesure en fonction d'un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Les postes particuliers peuvent notamment porter sur :

- certains ajustements de la juste valeur touchant des activités de gestion des risques;
- des remboursements d'impôts et des ajustements apportés aux taux d'imposition en vigueur;
- des gains ou des pertes à la vente d'actifs ou d'actifs destinés à la vente;
- des règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles et des règlements dans le cadre de faillites;
- l'incidence de décisions rendues par des organismes de réglementation ou de règlements d'arbitrage portant sur le résultat d'exercices précédents;
- des coûts de restructuration;
- la dépréciation des écarts d'acquisition, d'investissements et d'autres actifs, y compris certains coûts liés à leur maintien et à leur liquidation;
- les coûts d'acquisition et d'intégration.

Nous excluons les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés. Ces instruments dérivés constituent généralement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Par conséquent, nous imputons les variations de la juste valeur au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Le tableau qui suit présente nos mesures non conformes aux PCGR et leur mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable.

Mesure non conforme aux PCGR	Mesure conforme aux PCGR
BAIIA comparable	bénéfice sectoriel
BAll comparable	bénéfice sectoriel
résultat comparable	bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net par action ordinaire
fonds provenant de l'exploitation comparables	entrées nettes liées aux activités d'exploitation
flux de trésorerie distribuables comparables	entrées nettes liées aux activités d'exploitation

BAIIA comparable et BAll comparable

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de certains postes particuliers, exclusion faite des charges d'amortissement hors trésorerie. Nous utilisons le BAIIA comparable comme une mesure du bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'un indicateur utile de notre performance, que nous présentons aussi sur une base consolidée. Le BAll comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de postes particuliers. Il s'agit d'un outil efficace pour évaluer les tendances dans chaque secteur. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements » pour consulter un rapprochement de ces mesures et du bénéfice sectoriel.

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

Le résultat comparable représente le bénéfice ou la perte attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction de postes particuliers. Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel, les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, les intérêts créditeurs et autres, les impôts sur le bénéfice, les participations sans contrôle et les dividendes sur les actions privilégiées, après ajustement en fonction de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Points saillants des résultats financiers » pour consulter un rapprochement de cette mesure avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et avec le bénéfice net par action ordinaire.

Fonds provenant de l'exploitation et fonds provenant de l'exploitation comparables

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées à l'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure utile pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés étant donné qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement d'exploitation, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la production de rentrées par nos actifs. Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont ajustés en fonction de l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers décrits ci-dessus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées à l'exploitation.

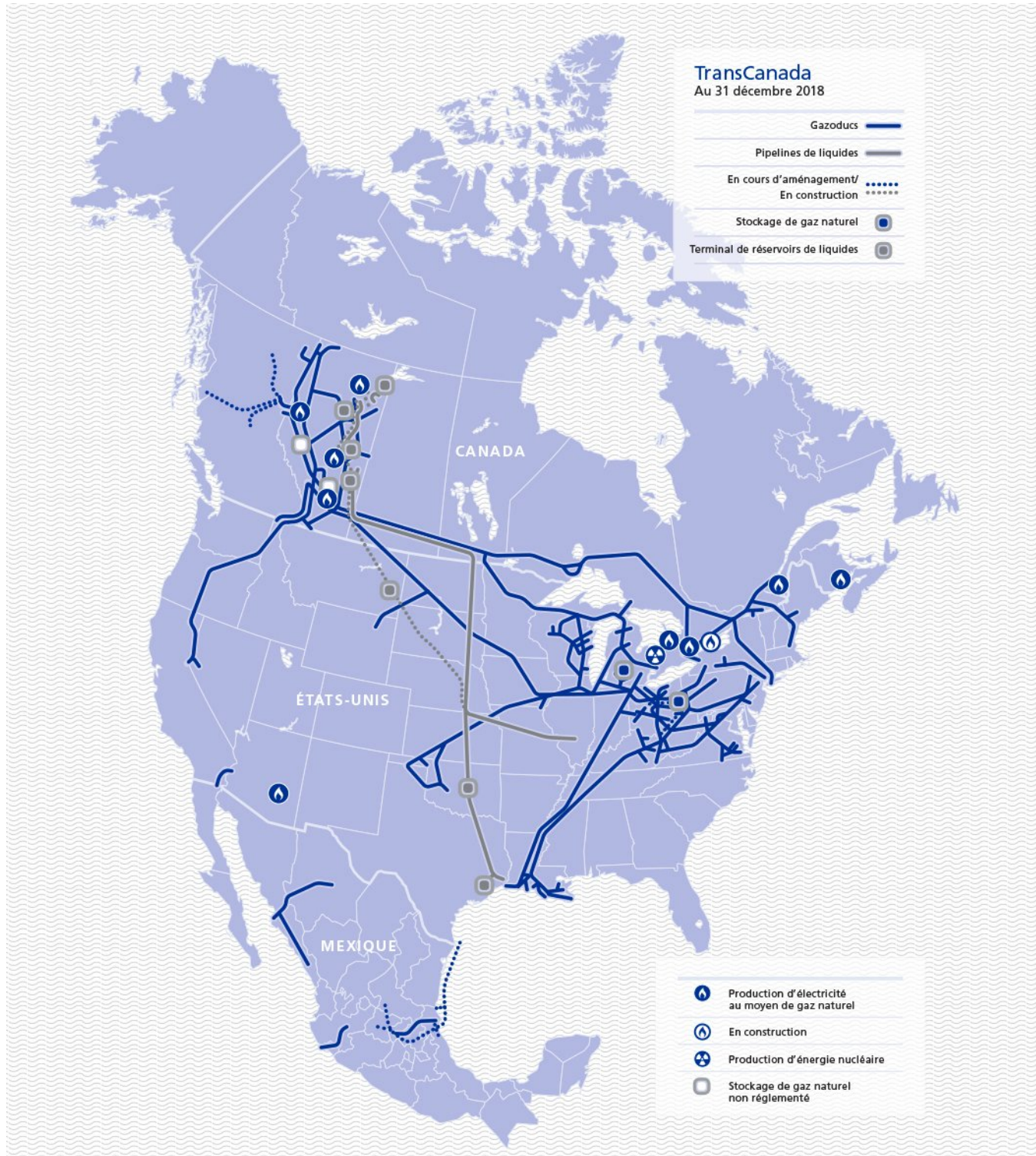
Flux de trésorerie distribuables comparables et flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire

Nous croyons que les flux de trésorerie distribuables comparables sont une mesure supplémentaire utile de la performance qui définit les liquidités disponibles pour les actionnaires ordinaires avant l'affectation des capitaux. Les flux de trésorerie distribuables comparables correspondent aux fonds provenant de l'exploitation comparables diminués des dividendes sur les actions privilégiées, des distributions aux participations sans contrôle et des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement de ces mesures et des rentrées nettes liées à l'exploitation.

Les dépenses d'investissement de maintien représentent les dépenses engagées pour maintenir la capacité opérationnelle, l'intégrité et la fiabilité de nos actifs et elles tiennent compte des montants attribuables à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien liées à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Dans les faits, nous avons la possibilité de recouvrer à même les droits la totalité des dépenses d'investissement de maintien consacrées à nos secteurs des gazoducs au Canada, des gazoducs aux États-Unis et des pipelines de liquides. Les dépenses d'investissement de maintien consacrées aux gazoducs canadiens sont prises en compte dans leur base tarifaire, de laquelle nous tirons un rendement réglementé, et nous les recouvrons par la suite à même les droits futurs. Les dépenses d'investissement de maintien relatives à nos gazoducs aux États-Unis peuvent être recouvrées à même les droits aux termes du règlement tarifaire actuellement en vigueur ou à même les droits qui seront fixés dans le cadre d'instances tarifaires ou de règlements futurs. Enfin, les arrangements tarifaires visant nos pipelines de liquides prévoient le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien. C'est pourquoi le calcul des flux de trésorerie distribuables comparables et des flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire présentés en 2018 tient compte seulement d'une réduction au titre des dépenses d'investissement de maintien recouvrables. Nous avons ajusté les flux de trésorerie distribuables comparables et les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire de 2017 et de 2016 afin de refléter notre nouveau mode de présentation de l'information, ce qui procure aux lecteurs une information plus pertinente selon nous.

Au sujet de la société

Forte d'une expérience de plus de 65 ans, TransCanada est un chef de file de l'aménagement responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris des gazoducs, des pipelines de liquides, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel.



TROIS ENTREPRISES ESSENTIELLES

Nous exploitons trois entreprises essentielles : les gazoducs, les pipelines de liquides et l'énergie. Pour que l'information communiquée corresponde à la manière dont la direction prend des décisions sur nos activités et évalue la performance de nos entreprises, nos résultats sont présentés selon cinq secteurs d'exploitation : Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique, Pipelines de liquides et Énergie. Nous avons aussi un secteur Siège social, qui regroupe des fonctions administratives et intégrées; il assure la gouvernance et le financement des secteurs d'exploitation de la société et leur fournit divers autres services.

Exercice en un coup d'œil

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017
Total de l'actif par secteur		
Gazoducs – Canada	18 407	16 904
Gazoducs – États-Unis	44 115	35 898
Gazoducs – Mexique	7 058	5 716
Pipelines de liquides	17 352	15 438
Énergie	8 475	8 503
Siège social	3 513	3 642
	98 920	86 101

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017
Total des produits par secteur		
Gazoducs – Canada	4 038	3 693
Gazoducs – États-Unis	4 314	3 584
Gazoducs – Mexique	619	570
Pipelines de liquides	2 584	2 009
Énergie ¹	2 124	3 593
	13 679	13 449

¹ Compte tenu des actifs de Cartier Énergie éolienne, jusqu'à leur vente en 2018, et des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis et des actifs d'énergie solaire en Ontario, jusqu'à leur vente en 2017.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017
BAIIA comparable par secteur		
Gazoducs – Canada	2 379	2 144
Gazoducs – États-Unis	3 035	2 357
Gazoducs – Mexique	607	519
Pipelines de liquides	1 849	1 348
Énergie ¹	752	1 030
Siège social	(59)	(21)
	8 563	7 377

¹ Compte tenu des actifs de Cartier Énergie éolienne, jusqu'à leur vente en 2018, et des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis et des actifs d'énergie solaire en Ontario, jusqu'à leur vente en 2017.

Changement de nom de société

En janvier 2019, nous avons annoncé notre intention de changer le nom de notre entreprise pour TC Énergie afin de mieux refléter l'étendue de nos activités et de renforcer notre position en tant que chef de file du secteur des infrastructures énergétiques en Amérique du Nord. Sous réserve de l'approbation des actionnaires et de l'approbation réglementaire, le changement de nom prendra effet immédiatement après l'assemblée extraordinaire annuelle des actionnaires qui aura lieu le 3 mai 2019.

NOTRE STRATÉGIE

Nos infrastructures énergétiques regroupent des actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage qui collectent, transportent, produisent, stockent et livrent du gaz naturel, du pétrole brut et d'autres produits pétroliers, ainsi que de l'électricité, afin de répondre aux besoins des entreprises et des collectivités nord-américaines.

Nous nous voyons devenir la plus importante société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord se concentrant sur les possibilités qui se présentent à l'égard des pipelines et de la production d'électricité dans des régions où elle bénéficie ou pourrait bénéficier d'un solide avantage concurrentiel.

Éléments clés du coup d'œil sur la stratégie

1 Maximiser la valeur de nos éléments d'infrastructure et positions commerciales tout au long de leur cycle de vie

- Les infrastructures de longue durée et les ententes commerciales à long terme constituent la pierre d'angle de notre modèle commercial à faible risque.
- Nos actifs pipeliniers comptent d'importants gazoducs et oléoducs qui relient les bassins d'approvisionnement à faible coût aux marchés stables et en plein essor, ce qui les rend aptes à produire des flux de trésorerie et des résultats prévisibles et durables.
- Dans le secteur de l'énergie, des conventions de vente d'énergie à long terme servent à gérer et à optimiser notre portefeuille et à gérer la volatilité des prix.

2 Concevoir sur le plan commercial et mener à bien de nouveaux programmes d'investissement

- Nous développons des actifs de grande qualité à long terme dans le cadre de notre programme d'investissement actuel de 57 milliards de dollars, composé de 36,6 milliards de dollars destinés à des projets garantis et de 20,7 milliards de dollars destinés à des projets en cours d'aménagement bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial pour la plupart. Ces investissements, lorsque les actifs seront mis en service, contribueront à augmenter les résultats et les flux de trésorerie.
- Notre expertise en matière d'aménagement de projets, de gestion des risques liés à la construction et de maximisation de la productivité des investissements assure une attention vigilante à la fiabilité, au coût et au calendrier et, de ce fait, permet d'offrir aux clients un service supérieur et un meilleur rendement aux actionnaires.
- Dans le cadre de la stratégie de croissance, nous puisons dans cette expérience ainsi que dans notre expertise en matière de réglementation, d'échanges commerciaux, de gestion financière, de droit et d'exploitation pour assurer la réussite des activités d'obtention de permis, de financement, de construction et d'intégration de nouvelles installations pipelinières et d'autres installations énergétiques.
- Nous parvenons à maintenir l'équilibre entre sécurité, rentabilité et responsabilité sociale et environnementale dans le cadre de nos activités d'investissement.

3 Entretenir un portefeuille axé sur des possibilités de mise en valeur et d'investissements de grande qualité

- Nous évaluons les occasions d'aménager et d'acquérir des infrastructures énergétiques qui cadrent avec notre portefeuille actuel et qui permettent de diversifier l'accès à de nouvelles régions d'approvisionnement et à de nouveaux marchés intéressants.
- Nous nous concentrons sur des projets de croissance des secteurs pipelinier et énergétique dans les régions névralgiques de l'Amérique du Nord et gérons rigoureusement les coûts d'aménagement, ce qui nous permet de réduire au minimum le capital exposé à un risque lors du démarrage des projets.
- Nous attendons que les conditions du marché soient favorables et que les risques et les rendements inhérents soient acceptables avant de mener à bien tous les travaux d'élaboration et de construction de certains projets.
- Nous surveillons les tendances de l'offre et de la demande d'énergie et assurons la résilience de nos activités au moyen de la diversification, de flux de trésorerie de grande qualité et d'actifs soutenus par des contrats.

4 Maximiser notre capacité concurrentielle

- Nous cherchons constamment à perfectionner nos compétences fondamentales dans des secteurs tels que la sécurité, l'excellence opérationnelle, la gestion de la chaîne d'approvisionnement, la réalisation des travaux et les relations avec les parties prenantes pour dégager une valeur actionnariale maximale à court, moyen et long terme.

Notre avantage concurrentiel

Nous tirons notre avantage concurrentiel de notre longue expérience du domaine des infrastructures énergétiques et d'une démarche disciplinée sur le plan de la gestion des projets et de l'investissement de capitaux.

- Leadership fort – Compétences en exploitation et en élaboration de stratégies, expertise en matière de soutien financier, juridique, commercial et réglementaire.
- Portefeuille de grande qualité – Envergure, présence et un modèle commercial durable et à faibles risques qui sert à maximiser la valeur de nos actifs à long terme et de nos positions commerciales à toutes les étapes du cycle économique.
- Discipline rigoureuse – Niveau élevé de compétences en conception, construction et exploitation d'infrastructures énergétiques; valeurs fondamentales dominées par un engagement envers la santé, la sécurité, la durabilité et la protection de l'environnement et la priorité accordée à l'excellence sur le plan de l'exploitation.
- Position financière – Performance financière constamment solide, stabilité financière et rentabilité à long terme; démarche disciplinée sur le plan de l'investissement de capitaux; capacité d'accéder à des montants en capitaux considérables et à prix concurrentiel pour soutenir notre croissance; simplicité et intelligibilité de la structure de nos activités et de notre entreprise; capacité de maintien de l'équilibre des dividendes croissants sur nos actions ordinaires et de la souplesse financière pour financer nos programmes d'investissement dans toutes les conditions de marché.
- Relations à long terme – Relations transparentes à long terme avec les principaux clients et parties prenantes; communication claire de nos perspectives aux actionnaires et aux investisseurs, tant les appréciations de valeur que les risques, afin d'obtenir leur confiance et leur soutien.

Nos préférences en matière de risque

Voici une description de notre approche en ce qui concerne le risque :

Vivre selon nos moyens

- Financer nos nouvelles initiatives en faisant appel à nos flux de trésorerie générés en interne, à notre capacité d'emprunt actuelle et à la gestion de notre portefeuille. Recourir à l'émission distincte d'actions ordinaires uniquement pour saisir des occasions transformationnelles, tandis que le programme ACM et le RRD seront utilisés au besoin.

Entreprendre des projets dont les risques sont connus et acceptables

- Choisir des investissements dont le risque d'exécution, y compris les considérations liées aux parties prenantes, est connu, acceptable et gérable.

Détenir des entreprises soutenues par des fondamentaux solides

- Investir dans des actifs de qualité supérieure en soi, assortis de flux de trésorerie stables, soutenus par de solides fondamentaux sur le plan macroéconomique, régis par une réglementation favorable ou appuyés par des contrats à long terme conclus avec des contreparties solvables.

Maintenir une cote de crédit « A »

- Maintenir une cote de crédit « A » constitue un important avantage concurrentiel, et TransCanada s'efforcera de préserver la cote actuelle tout en protégeant les intérêts de ses actionnaires et de ses investisseurs.

Gérer avec prudence le risque lié aux contreparties

- Limiter la concentration des contreparties et le risque-pays; rechercher la diversification et les arrangements commerciaux fermes soutenus par des fondamentaux solides.

MESURES DE LA FERC DE 2018

Contexte

En décembre 2016, la FERC a publié un avis d'enquête afin de recueillir des commentaires pour savoir si ses politiques en vigueur entraînaient la double imposition des entités intermédiaires telles que les sociétés en commandite cotées en bourse. Cet avis d'enquête fait suite à une décision rendue en juillet 2016 par la cour d'appel des États-Unis pour le District de Columbia dans la cause opposant United Airlines, Inc. et al. à la FERC (la « cause United Airlines »), aux termes de laquelle les tribunaux ont ordonné à la FERC de régler cette question.

Le 22 décembre 2017, la loi H.R.1 intitulée *Tax Cuts and Jobs Act* (la « réforme fiscale aux États-Unis ») a été ratifiée, apportant d'importantes modifications au régime fiscal des États-Unis; le taux d'imposition fédéral des sociétés est notamment passé de 35 % à 21 % à compter du 1^{er} janvier 2018. Par la suite, les cumuls d'impôts reportés en actif et en passif (les « cumuls d'impôts reportés ») liés à nos activités aux États-Unis, y compris les sommes liées à notre quote-part des actifs détenus par TC PipeLines, LP, ont fait l'objet d'une réévaluation au 31 décembre 2017 reflétant l'abaissement du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis. En ce qui concerne nos gazoducs et nos entreprises de stockage réglementés aux États-Unis, l'incidence de la réévaluation a été comptabilisée en tant que passif réglementaire net.

Le 15 mars 2018, la FERC a publié trois documents : 1) un énoncé de politique révisé sur le traitement fiscal aux fins de l'établissement des tarifs pour les sociétés en commandite cotées en bourse; 2) un avis d'ébauche de règle proposant aux gazoducs et aux entreprises de stockage de présenter un rapport non récurrent pour quantifier l'effet de la réduction du taux d'imposition fédéral et de l'énoncé de politique révisé sur le RCA de chacune des entités, en présumant que l'ajustement des tarifs se ferait en une seule fois; et 3) un nouvel avis d'enquête visant à recueillir des commentaires sur la façon dont la FERC devrait traiter les changements relatifs aux cumuls d'impôts reportés et à l'amortissement des primes. Le 18 juillet 2018, la FERC a publié 1) une ordonnance rejetant les demandes de nouvelle audience visant l'énoncé de politique révisé et 2) une règle définitive (la « règle définitive ») adoptant et révisant les procédures exposées dans l'avis d'ébauche de règle et en clarifiant certains aspects (ensemble, les « mesures de la FERC de 2018 »). La règle définitive, qui est entrée en vigueur le 13 septembre 2018, se répercute aussi bien sur les gazoducs que sur les actifs de stockage de gaz réglementés par la FERC. L'analyse présentée dans cette rubrique décrit principalement l'incidence sur nos gazoducs, mais s'applique également à nos actifs de stockage de gaz naturel.

Énoncé de politique révisé de la FERC sur le traitement fiscal des sociétés en commandite cotées en bourse

L'énoncé de politique révisé modifie la politique de longue date de la FERC autorisant l'inclusion de certains soldes d'impôts dans les tarifs que doivent pratiquer les pipelines assujettis à une réglementation fondée sur le coût de service et détenus par l'intermédiaire d'une société en commandite cotée en bourse. L'énoncé de politique révisé laisse présumer que les entités dont les bénéficiaires ne sont pas imposés par l'intermédiaire d'une entreprise constituée en société par actions ne devraient plus être autorisées à recouvrer une portion de leur charge d'impôts à même leurs tarifs réglementés liés au coût du service.

Dans son ordonnance du 18 juillet 2018, la FERC a souligné qu'il n'est pas systématiquement interdit à une société en commandite cotée en bourse de faire valoir lors d'une future instance tarifaire, preuves à l'appui, qu'elle a le droit de recouvrer sa charge d'impôts à même les tarifs liés au coût du service. En outre, la FERC a donné des indications sur les cumuls d'impôts reportés des pipelines détenus par des sociétés en commandite cotées en bourse et d'autres entités intermédiaires. La FERC a décrété que, dans la mesure où la possibilité pour une entité de recouvrer sa charge d'impôts à même les tarifs était éliminée, il fallait aussi retrancher les cumuls d'impôts reportés de la base tarifaire de cette entité. Par conséquent, l'énoncé de politique révisé interdit également la constatation et l'amortissement subséquent de tout actif ou passif réglementaire qui aurait auparavant influé sur les tarifs facturés aux clients sous forme de remboursement ou de recouvrement d'actifs ou de passifs d'impôts reportés excédentaires ou déficitaires.

Règle définitive sur les nouveautés fiscales concernant les gazoducs interétatiques et les entreprises de stockage

La règle définitive établit le calendrier selon lequel les gazoducs interétatiques doivent soit i) déposer un nouveau règlement tarifaire non contentieux, soit ii) publier un rapport appelé *FERC Form 501-G* (le « Formulaire 501-G »), présenté une seule fois, dans lequel seraient quantifiées et isolées les répercussions sur les tarifs de la réforme fiscale aux États-Unis pour les gazoducs réglementés par la FERC et de l'énoncé de politique révisé sur les gazoducs détenus par des sociétés en commandite cotées en bourse. Les gazoducs qui décident de présenter un Formulaire 501-G devaient le faire avant les dates fixées au quatrième trimestre de 2018 et pouvaient choisir parmi quatre options :

1. présenter un rapport restreint en vertu de l'article 4 de la loi intitulée *Natural Gas Act* selon lequel les tarifs seraient réduits en proportion de la réduction du coût du service indiqué dans le Formulaire 501-G. La FERC garantit à tout gazoduc qui retiendrait cette option un moratoire de trois ans sur les enquêtes en vertu de l'article 5 de la même loi si, dans le formulaire, le RCA estimatif du gazoduc est d'au plus 12 %. Aux termes de la règle définitive, et sans égard pour l'énoncé de politique révisé décrit plus haut, un gazoduc structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse n'est pas tenu de renoncer au recouvrement de sa charge d'impôts à même ses tarifs, mais peut réduire ses tarifs de façon à refléter la réduction du taux fédéral d'imposition des sociétés. Ou encore, le même gazoduc peut renoncer au recouvrement de sa charge d'impôts ainsi qu'à ses cumuls d'impôts reportés ayant servi de base à l'établissement de ses tarifs. Lorsque les cumuls d'impôts reportés sont en passif, cette élimination aurait pour effet d'augmenter la base tarifaire du gazoduc;
2. s'engager à déposer soit un règlement tarifaire non contentieux préformaté, soit un dossier tarifaire en vertu de l'article 4, s'il estime que l'option du rapport restreint en vertu de l'article 4 ne se traduirait pas par des tarifs équitables et raisonnables. La FERC renoncerait à entreprendre une enquête en vertu de l'article 5 de la même loi sur les tarifs pratiqués avant cette date à l'égard des gazoducs qui s'engageaient à déposer l'un ou l'autre dossier avant le 31 décembre 2018;
3. produire une déclaration expliquant les motifs pour lesquels il estime que ses tarifs ne doivent pas être modifiés;
4. ne prendre aucune autre mesure. La FERC décidera s'il convient qu'elle entreprenne une enquête en vertu de l'article 5 visant tout gazoduc n'ayant pas déposé un rapport restreint sur les tarifs en vertu de l'article 4 ou ne s'étant pas engagé à déposer un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4.

Incidence des mesures de la FERC de 2018 sur TransCanada

Conformément aux formulaires 501-G concernant les gazoducs aux États-Unis que nous détenons directement, notamment ceux d'ANR, de Columbia Gas et de Columbia Gulf, l'énoncé de politique révisé n'aura pas une incidence significative sur les bénéfices et les flux de trésorerie. En effet, une part considérable de l'ensemble des produits d'exploitation de ces gazoducs sont dégagés en fonction de tarifs sans recours. En vertu des règlements en vigueur, Columbia Gas est tenue d'ajuster certains de ses tarifs avec recours pour qu'ils tiennent compte de la réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis entrée en vigueur le 22 décembre 2017, le changement de taux devant être appliqué à compter du 1^{er} janvier 2018. Comme ANR, Columbia Gas, Columbia Gulf et d'autres actifs réglementés détenus en propriété exclusive seront un jour assujettis à de nouvelles instances tarifaires, il est possible que les tarifs futurs soient modifiés de manière prospective par suite de la réforme fiscale aux États-Unis; il est cependant probable que l'effet de cette dernière serait en grande partie atténué par la réduction du taux d'imposition des sociétés. Par ailleurs, l'énoncé de politique révisé interdit aux pipelines de liquides détenus par l'intermédiaire de sociétés en commandite cotées en bourse de recouvrer une portion de leur charge d'impôts au moyen des tarifs. Nous ne pensons pas que cette mesure aura une incidence sur nos pipelines de liquides aux États-Unis, car ils ne sont pas structurés sous forme de sociétés en commandite cotées en bourse.

Voici un état des choses en ce qui concerne les documents à produire en réponse à la règle définitive à l'égard de nos actifs importants, exception faite de TC PipeLines, LP :

	Option de production d'un formulaire 501-G	Incidence sur les tarifs maximaux	Moratoires et obligations de production de rapports
Columbia Gas	Option 3	Aucun changement de tarifs proposé	Moratoire en vigueur jusqu'au 31 janvier 2022. Disposition de reprise prévoyant l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1 ^{er} février 2022.
Columbia Gulf	Option 3	Aucun changement de tarifs proposé	Moratoire en vigueur jusqu'au 30 juin 2019. Disposition de reprise prévoyant l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1 ^{er} août 2020.
ANR	Option 3	Aucun changement de tarifs proposé	Moratoire en vigueur jusqu'au 31 juillet 2019. Disposition de reprise prévoyant l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1 ^{er} août 2022.
ANR Storage	Option 3	Aucun changement de tarifs proposé	Aucun moratoire. Disposition de reprise prévoyant l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1 ^{er} juillet 2021.
Millennium	Option 1 – formulaire accepté par la FERC	Réduction de 10,3 %	Aucun moratoire ni aucune disposition de reprise
Crossroads	Option 3	Aucun changement de tarifs proposé	Aucun moratoire ni aucune disposition de reprise

Répercussions des mesures de la FERC de 2018 sur TC PipeLines, LP

Voici un état des choses en ce qui concerne les dépôts concernant les actifs détenus par TC PipeLines, LP effectués en réponse à la règle définitive :

	Option de production d'un formulaire 501-G	Incidence sur les tarifs maximaux	Moratoires et obligations de production de rapports
Great Lakes	Option 1 – formulaire accepté par la FERC	Réduction des tarifs de 2,0 % à compter du 1 ^{er} février 2019	Aucun moratoire en vigueur. Disposition de reprise prévoyant l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1 ^{er} octobre 2022.
GTN	Élimination de l'obligation de déposer un formulaire 501-G par suite de l'approbation d'un règlement par la FERC le 30 novembre 2018	Remboursement de 10 millions de dollars US versé aux clients assujettis à des tarifs fermes en 2018; réduction de 10,0 % à compter du 1 ^{er} janvier 2019; réduction supplémentaire des tarifs de 6,6 % pour la période du 1 ^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2021	Moratoire sur les changements de tarifs en vigueur jusqu'au 31 décembre 2021. Disposition de reprise prévoyant l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1 ^{er} janvier 2022.
Northern Border	Option 1 – formulaire accepté par la FERC	Réduction des tarifs de 2,0 % à compter du 1 ^{er} février 2019; réduction supplémentaire des tarifs de 2,0 % à compter du 1 ^{er} janvier 2020	Aucun moratoire en vigueur. Disposition de reprise prévoyant l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1 ^{er} juillet 2024.
Tuscarora	Option 1 – conclusion par la suite d'un règlement avec les clients, avis de règlement de principe déposé auprès de la FERC le 29 janvier 2019.	Finalisation prévue avec le règlement	Finalisation prévue avec le règlement
Bison	Option 3	Aucun changement de tarifs proposé	Aucun moratoire ni aucune disposition de reprise
Iroquois	Option 3 – conclusion par la suite d'un règlement avec les clients, avis de règlement de principe déposé auprès de la FERC le 9 janvier 2019.	Réduction des tarifs prévue à hauteur de l'incidence du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis indiquée sur le formulaire 501-G.	Confirmation probable en parallèle avec le règlement
Portland	Option 3	Aucun changement de tarifs proposé	Aucun moratoire ni aucune disposition de reprise
North Baja	Option 1 – formulaire accepté par la FERC	Réduction de 10,8 % entrée en vigueur le 1 ^{er} décembre 2018	Aucun moratoire ni aucune disposition de reprise

Par suite de la publication initiale, en mars 2018, des mesures de la FERC de 2018, et afin de préserver des liquidités en prévision d'une réduction éventuelle de nos produits, TC PipeLines, LP a réduit de 35 % la distribution trimestrielle à ses porteurs de parts ordinaires, qui s'élève donc à 0,65 \$ US la part depuis la distribution du premier trimestre de 2018.

Après les règlements et les dépôts de rapports restreints en vertu de l'article 4 pour certains gazoducs mentionnés ci-dessus, l'incidence défavorable des mesures de la FERC de 2018 sur les bénéfices, les flux de trésorerie et la situation financière de TC PipeLines, LP est moins considérable que prévu au début. De plus, comme notre participation dans TC PipeLines, LP se chiffre approximativement à 25 %, l'effet des mesures de la FERC de 2018 qui se rattache à TC PipeLines, LP n'est pas significatif en regard des bénéfices ou des flux de trésorerie consolidés de TransCanada.

Financement

Par suite des mesures de la FERC de 2018 initialement proposées, nous avons déterminé que de nouveaux transferts d'actifs à TC PipeLines, LP ne constituent plus un moyen de financement viable. En outre, TC PipeLines, LP a cessé d'utiliser son programme d'émission au cours du marché. Il reste à déterminer si ces moyens pourront redevenir des options de financement concurrentielles à l'avenir. Nous croyons néanmoins que les flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de nos activités d'exploitation, l'accès aux marchés des capitaux que nous confèrent notamment notre RRD, la gestion de notre portefeuille, les fonds en caisse et nos importantes facilités de crédit confirmées nous procurent la capacité financière nécessaire au financement de notre programme d'investissement actuel.

Considérations sur la dépréciation

Nous passons en revue les immobilisations corporelles et les participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour déterminer s'il y a perte de valeur lorsque des événements ou des changements de situation nous portent à croire que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. L'écart d'acquisition fait l'objet d'un test de dépréciation une fois l'an, ou plus souvent si des événements ou des changements de situation nous portent à croire qu'il s'est déprécié. Les divers rapports susmentionnés déposés en réaction aux mesures de la FERC de 2018 ont été pris en compte dans les hypothèses utilisées dans le cadre de nos tests de dépréciation des écarts d'acquisition annuels de même que dans notre évaluation de la recouvrabilité des soldes de nos actifs à long terme. Se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques » pour obtenir d'autres précisions sur les pertes de valeur d'actifs et d'écarts d'acquisition constatées en 2018.

INCIDENCE DE LA RÉFORME FISCALE AUX ÉTATS-UNIS

Conformément à la réforme fiscale promulguée aux États-Unis, nous avons ajusté notre solde net de cumuls d'impôts reportés aux États-Unis au 31 décembre 2017 pour refléter la diminution du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis, qui est passé de 35 % à 21 %. Les montants comptabilisés afin d'ajuster les impôts demeuraient provisoires tandis que notre interprétation, notre évaluation et notre présentation de l'incidence de la réforme fiscale aux États-Unis faisaient l'objet de clarifications au cours de la période d'évaluation de un an consentie par la SEC et que les autorités fiscales publiaient d'autres instructions à ce sujet. En 2018, lorsque nous avons mis la dernière main à nos déclarations de revenus annuelles de 2017 relatives à nos activités aux États-Unis et que nous avons clarifié l'incidence de la réforme fiscale aux États-Unis sur notre passif d'impôts reportés au 31 décembre 2017, nous avons déterminé qu'il était nécessaire d'ajuster l'estimation précédente. Nous avons donc comptabilisé un recouvrement au titre des impôts reportés de 52 millions de dollars au quatrième trimestre de 2018 afin d'ajuster notre passif réglementaire net et les soldes de nos cumuls d'impôts reportés.

Par ailleurs, la règle définitive faisant suite aux mesures de la FERC de 2018 prévoit que, dans la mesure où la possibilité pour une entité de recouvrer sa charge d'impôts à même les tarifs était éliminée, il fallait aussi retrancher les cumuls d'impôts reportés de la base tarifaire de cette entité. Conformément au formulaire 501-G et à la conclusion des règlements tarifaires non contentieux indiqués plus haut, les soldes des cumuls d'impôts reportés de tous les pipelines détenus par TC Pipelines, LP, en propriété exclusive ou non, ont été retranchés des bases tarifaires correspondantes. Par conséquent, les passifs réglementaires nets comptabilisés à l'égard de ces actifs conformément à la réforme fiscale aux États-Unis ont été radiés, ce qui s'est soldé par l'inscription d'un autre recouvrement d'impôts reportés de 115 millions de dollars au quatrième trimestre de 2018.

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement. Ces éléments d'infrastructure de longue durée reposent sur des ententes commerciales à long terme avec des contreparties solvables ou des entreprises réglementées et devraient assurer une croissance appréciable du résultat et des flux de trésorerie.

Notre programme d'investissement de 57 milliards de dollars comprend un montant d'environ 36,6 milliards de dollars de projets garantis et un montant d'environ 20,7 milliards de dollars destiné à des projets en cours d'aménagement. Nos projets garantis comprennent des projets engagés et bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial qui sont en construction ou en processus d'obtention de permis mais non encore entièrement approuvés. Nos projets en cours d'aménagement bénéficient d'un soutien commercial, sauf mention contraire, mais l'échéancier de réalisation et les coûts de projet qui s'y rapportent sont plus incertains et sont conditionnels à l'obtention de certaines autorisations.

Les dépenses d'investissement de maintien des trois prochaines années de nos secteurs d'activité sont comprises dans le tableau des projets garantis. Les dépenses d'investissement de maintien de nos entreprises de gazoducs réglementés au Canada et aux États-Unis sont ajoutées à la base tarifaire; nous avons la possibilité de tirer un rendement de ces dépenses et de les recouvrer à même les droits en vigueur ou futurs. Ce traitement s'apparente à celui que nous réservons aux dépenses en immobilisations visant la capacité de ces gazoducs. Les arrangements tarifaires visant les entreprises de pipelines de liquides prévoient le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien.

Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts en raison des conditions météorologiques, des conditions du marché, de modifications mineures du tracé, des conditions d'obtention des permis, du calendrier des travaux et des dates relatives aux permis réglementaires, entre autres facteurs. Les montants figurant dans les tableaux ci-après ne tiennent compte ni des intérêts capitalisés ni des provisions pour les fonds utilisés pendant la construction.

Projets garantis

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet ¹	Valeur comptable au 31 décembre 2018
Gazoducs – Canada			
Réseau principal au Canada	2019-2021	0,3	—
Réseau de NGTL	2019	2,8	1,4
	2020	1,7	0,2
	2021	2,8	—
	2022	1,3	—
Coastal GasLink ^{2,3}	2023	6,2	0,1
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2019-2021	1,8	—
Gazoducs – États-Unis			
Columbia Gas			
Mountaineer XPress	2019	3,2 US	2,9 US
Modernisation II	2019-2020	1,1 US	0,5 US
Columbia Gulf			
Gulf XPress	2019	0,6 US	0,5 US
Autres investissements dans la capacité	2019-2022	0,9 US	0,1 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2019-2021	2,0 US	—
Gazoducs – Mexique			
Sur de Texas ⁴	2019	1,5 US	1,4 US
Villa de Reyes ⁴	2019	0,8 US	0,6 US
Tula ⁴	2020	0,7 US	0,6 US
Pipelines de liquides			
White Spruce	2019	0,2	0,1
Autres investissements dans la capacité	2020	0,1	—
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2019-2021	0,1	—
Énergie			
Napanee	2019	1,7	1,6
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁵	2019-2023	2,2	0,6
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁶	2019-2021	0,7	0,2
		32,7	10,8
Incidence du change sur les projets garantis ⁷		3,9	2,4
Total des projets garantis (en dollars CA)		36,6	13,2

1 Reflète notre quote-part des coûts liés aux contreparties, le cas échéant, et l'intégralité des coûts relatifs aux actifs détenus en propriété exclusive ou par l'intermédiaire de TC PipeLines, LP.

2 Reflète la totalité des capitaux nécessaires, avant la participation d'éventuels coentrepreneurs ou la conclusion d'un financement de projet.

3 La valeur comptable est présentée déduction faite des encaissements obtenus au quatrième trimestre de 2018 de certains participants à la coentreprise avec LNG Canada au titre du remboursement de quelque 0,5 milliard de dollars des coûts préalables à la décision d'investissement finale conformément aux accords de projet. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs – Canada » pour obtenir des précisions à ce sujet.

4 La CFE a reconnu les événements de force majeure pour ces pipelines et approuvé le paiement de frais fixes de capacité conformément à leurs contrats de transport respectifs. Ces paiements seront comptabilisés en tant que produits lorsque les pipelines seront mis en service.

5 Reflète la quote-part qui nous revient dans les coûts du programme de remplacement de composantes principales du réacteur 6, qui devrait être mis en service en 2023, ainsi que les montants à investir jusqu'en 2023 conformément au programme de gestion d'actifs.

6 Comprennent les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien de Bruce Power et à d'autres actifs des installations du secteur Énergie.

7 Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,36 au 31 décembre 2018.

Projets en cours d'aménagement

Les coûts indiqués dans le tableau ci-dessous reflètent les estimations les plus récentes pour chaque projet selon les documents déposés auprès des différents organismes de réglementation ou autrement établis par la direction.

(en milliards de dollars)	Coût estimatif du projet ¹	Valeur comptable au 31 décembre 2018
Gazoducs – Canada		
Réseau de NGTL – Merrick	1,9	—
Pipelines de liquides		
Keystone XL ²	8,0 US	0,6 US
Terminaux de Heartland et de TC ³	0,9	0,1
Grand Rapids, phase II ³	0,7	—
Terminal Hardisty ³	0,3	0,1
Énergie		
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁴	6,0	—
	17,8	0,8
Incidence du change sur les projets en cours d'aménagement ⁵	2,9	0,2
Total des projets en cours d'aménagement (en dollars CA)	20,7	1,0

1 Reflète notre quote-part des coûts liés aux coentreprises, le cas échéant.

2 La valeur comptable tient compte du montant restant après déduction de la charge de dépréciation comptabilisée en 2015, de même que d'autres montants capitalisés depuis le 1^{er} janvier 2018.

3 Les approbations réglementaires ont été obtenues, et nous cherchons actuellement à conclure d'autres ententes commerciales à l'appui de ce projet.

4 Reflète notre quote-part des coûts du programme de remplacement de composantes principales des réacteurs 3, 4, 5, 7 et 8, de même que les coûts résiduels du programme de gestion des actifs après 2023.

5 Compte tenu d'un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,36 au 31 décembre 2018.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DE 2018

Nous avons recours à certaines mesures financières qui n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR, car nous croyons qu'elles nous permettent d'être mieux à même de comparer les résultats financiers d'une période à l'autre et de mieux comprendre les données sur le rendement en matière d'exploitation. Ces mesures, appelées « mesures non conformes aux PCGR », pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés.

Le bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») comparable, le bénéfice avant les intérêts et les impôts (« BAII ») comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire, les fonds provenant de l'exploitation comparables, les flux de trésorerie distribuables comparables et les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons ainsi que les pages 24, 82 et 113 pour des rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018	2017	2016
Bénéfice			
Produits	13 679	13 449	12 547
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	3 539	2 997	124
par action ordinaire – de base	3,92 \$	3,44 \$	0,16 \$
– dilué(e)	3,92 \$	3,43 \$	0,16 \$
BAIIA comparable	8 563	7 377	6 647
Résultat comparable	3 480	2 690	2 108
par action ordinaire	3,86 \$	3,09 \$	2,78 \$
Flux de trésorerie			
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	6 555	5 230	5 069
Fonds provenant de l'exploitation comparables	6 522	5 641	5 171
Flux de trésorerie distribuables comparables	5 885	4 963	4 482
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire	6,52 \$	5,69 \$	5,91 \$
Dépenses d'investissement ¹	10 929	9 210	6 067
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	13 608
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	614	4 683	6
Remboursement de coûts liés aux projets d'investissement en cours d'aménagement	470	634	—
Bilan			
Total de l'actif	98 920	86 101	88 051
Dette à long terme	39 971	34 741	40 150
Billets subordonnés de rang inférieur	7 508	7 007	3 931
Actions privilégiées	3 980	3 980	3 980
Participations sans contrôle	1 655	1 852	1 726
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	25 358	21 059	20 277
Dividendes déclarés²			
par action ordinaire	2,76 \$	2,50 \$	2,26 \$
Actions ordinaires – de base (en millions)			
– nombre moyen pondéré pour l'exercice	902	872	759
– émises et en circulation à la fin de l'exercice	918	881	864

1 Les dépenses d'investissement comprennent les dépenses en immobilisations visant la capacité, les dépenses d'investissement de maintien, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

2 Se reporter à la rubrique « Situation financière » à la page 80 pour plus de renseignements sur les dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées.

Résultats consolidés

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018	2017	2016
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)			
Gazoducs – Canada	1 250	1 236	1 307
Gazoducs – États-Unis	1 700	1 760	1 190
Gazoducs – Mexique	510	426	287
Pipelines de liquides	1 579	(251)	806
Énergie	779	1 552	(1 157)
Siège social	(54)	(39)	(120)
Total du bénéfice sectoriel	5 764	4 684	2 313
Intérêts débiteurs	(2 265)	(2 069)	(1 998)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	526	507	419
Intérêts créditeurs et autres	(76)	184	103
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	3 949	3 306	837
(Charge) recouvrement d'impôts	(432)	89	(352)
Bénéfice net	3 517	3 395	485
Perte nette (bénéfice net) attribuable aux participations sans contrôle	185	(238)	(252)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	3 702	3 157	233
Dividendes sur les actions privilégiées	(163)	(160)	(109)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	3 539	2 997	124
Bénéfice net par action ordinaire			
– de base	3,92 \$	3,44 \$	0,16 \$
– dilué	3,92 \$	3,43 \$	0,16 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires se chiffrait en 2018 à 3 539 millions de dollars, ou 3,92 \$ par action (2 997 millions de dollars, ou 3,44 \$ par action, en 2017; 124 millions de dollars, ou 0,16 \$ par action, en 2016). Le bénéfice net par action ordinaire a augmenté de 0,48 \$ par action en 2018 comparativement à 2017 en raison des variations du bénéfice net décrites ci-dessous et de l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 2017 et en 2018 dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission au cours du marché.

Les postes particuliers qui suivent ont été constatés dans le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et retranchés du résultat comparable pour les périodes indiquées :

2018

- un gain de 143 millions de dollars après les impôts lié à la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne;
- un recouvrement d'impôts reportés de 115 millions de dollars découlant de la radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse par suite des mesures de la FERC de 2018;
- un recouvrement d'impôts reportés de 52 millions de dollars lié à la finalisation de l'incidence de la réforme fiscale aux États-Unis;
- un recouvrement d'impôts de 27 millions de dollars lié à la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- un bénéfice de 25 millions de dollars après les impôts lié à la résiliation des contrats liant Bison;
- une charge de dépréciation de 140 millions de dollars après les impôts se rapportant à Bison;
- une charge de dépréciation de 15 millions de dollars après les impôts de l'écart d'acquisition de Tuscarora;
- une perte nette de 4 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Ces contrats sont exclus du résultat comparable du secteur Énergie depuis 2018, leur réduction progressive n'étant pas considérée comme faisant partie de nos activités sous-jacentes.

2017

- un recouvrement d'impôts reportés de 804 millions de dollars lié à la réforme fiscale aux États-Unis;
- un gain net de 307 millions de dollars après les impôts sur la monétisation de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- un gain de 136 millions de dollars après les impôts sur la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario;
- un recouvrement d'impôts de 7 millions de dollars se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers des actifs du projet Keystone XL;
- une charge de dépréciation de 954 millions de dollars après les impôts attribuable au pipeline Énergie Est et à des projets connexes faisant suite à notre décision de ne pas présenter de demande relativement à ce projet;
- une charge de 69 millions de dollars après les impôts au titre des coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 28 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL.

2016

- une perte de 873 millions de dollars après les impôts sur les actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente;
- des recouvrements d'impôts de 28 millions de dollars se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers des actifs du projet Keystone XL;
- des coûts de 273 millions de dollars après les impôts liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge après les impôts de 42 millions de dollars au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL;
- une charge de dépréciation de 656 millions de dollars, après les impôts, de l'écart d'acquisition de Ravenswood;
- une charge de dépréciation de 244 millions de dollars après les impôts sur la valeur comptable et le règlement de nos CAE en Alberta;
- une charge après les impôts de 16 millions de dollars au titre de la restructuration se rapportant essentiellement aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location;
- une perte additionnelle de 3 millions de dollars après les impôts sur la vente de TC Offshore dont la clôture a eu lieu au début de 2016.

Il y a lieu de se reporter aux rubriques « Résultats » de chaque secteur et à la rubrique « Situation financière » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur ces points saillants.

Le bénéfice net de toutes les périodes comprenait des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans des activités de gestion des risques qui ont été retranchés du résultat comparable avec les éléments précités. On trouvera dans le tableau suivant un rapprochement du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable.

Rapprochement du bénéfice net et du résultat comparable

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018	2017	2016
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	3 539	2 997	124
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	(143)	—	—
Radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse	(115)	—	—
Réforme fiscale aux États-Unis	(52)	(804)	—
(Gain net) perte nette sur la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	(27)	(307)	873
Résiliation des contrats liant Bison	(25)	—	—
Dépréciation des actifs de Bison	140	—	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	15	—	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	4	—	—
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	—	(136)	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	(7)	(28)
Charge de dépréciation du pipeline Énergie Est	—	954	—
Coûts liés à l'acquisition et à l'intégration – Columbia	—	69	273
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	28	42
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	656
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	—	—	244
Coûts de restructuration	—	—	16
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	3
Activités de gestion des risques ¹	144	(104)	(95)
Résultat comparable	3 480	2 690	2 108
Bénéfice net par action ordinaire	3,92 \$	3,44 \$	0,16 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	(0,16)	—	—
Radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse	(0,13)	—	—
Réforme fiscale aux États-Unis	(0,06)	(0,92)	—
(Gain net) perte nette sur la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	(0,03)	(0,34)	1,15
Résiliation des contrats liant Bison	(0,03)	—	—
Dépréciation des actifs de Bison	0,16	—	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	0,02	—	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	0,01	—	—
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	—	(0,16)	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	(0,01)	(0,04)
Charge de dépréciation du pipeline Énergie Est	—	1,09	—
Coûts liés à l'acquisition et à l'intégration – Columbia	—	0,08	0,37
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	0,03	0,06
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	0,86
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	—	—	0,32
Coûts de restructuration	—	—	0,02
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	—
Activités de gestion des risques ¹	0,16	(0,12)	(0,12)
Résultat comparable par action ordinaire	3,86 \$	3,09 \$	2,78 \$

1 exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017	2016
Commercialisation des liquides	71	—	(2)
Installations énergétiques au Canada	3	11	4
Installations énergétiques aux États-Unis	(11)	39	113
Stockage de gaz naturel	(11)	12	8
Intérêts	—	(1)	—
Change	(248)	88	26
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	52	(45)	(54)
Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	(144)	104	95

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de certains aspects des postes particuliers présentés ci-dessus et exclut les charges d'amortissement hors trésorerie.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017	2016
BAIIA comparable	8 563	7 377	6 647
Ajustements :			
Amortissement	(2 350)	(2 048)	(1 939)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(2 265)	(2 068)	(1 883)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	526	507	419
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	177	159	71
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(693)	(839)	(841)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(315)	(238)	(257)
Dividendes sur les actions privilégiées	(163)	(160)	(109)
Résultat comparable	3 480	2 690	2 108

BAIIA comparable et résultat comparable – comparaison de 2018 et de 2017

Le BAIIA comparable de 2018 a été supérieur de 1,2 milliard de dollars à celui de 2017, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable essentiellement au résultat accru découlant de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, aux ventes contractuelles supplémentaires d'ANR et de Great Lakes et à l'amortissement du montant net des passifs réglementaires comptabilisés par suite de la réforme fiscale aux États-Unis;
- l'apport accru des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone, du résultat plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides et du résultat tiré des nouveaux pipelines mis en service à l'intérieur de l'Alberta au second semestre de 2017;
- l'apport plus élevé des gazoducs au Canada attribuable principalement à la reprise de l'amortissement accru par suite de la hausse tarifaire approuvée dans la décision rendue en 2018 par l'ONÉ sur le réseau principal et dans le règlement de 2018-2019 visant le réseau de NGTL; l'augmentation est aussi attribuable à la progression globale du résultat fondé sur les tarifs, avant les impôts, en partie annulée par la baisse des revenus incitatifs et des impôts sur le bénéfice transférés;
- le résultat moins élevé des installations énergétiques aux États-Unis, par suite surtout de la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017;
- le résultat inférieur de Bruce Power, principalement à cause de la baisse des volumes découlant du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation et les résultats moins élevés tirés des activités de passation de contrats.

Le résultat comparable de 2018 a été supérieur de 790 millions de dollars, ou 0,77 \$ par action ordinaire, à celui de 2017. Cette augmentation en 2018 est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- l'augmentation de l'amortissement, principalement en ce qui concerne les gazoducs au Canada, à cause de la hausse des taux d'amortissement approuvés dans la décision rendue en 2018 par l'ONÉ sur le réseau principal et dans le règlement de 2018-2019 visant le réseau de NGTL (hausse entièrement recouvrée, comme en témoigne la hausse du BAIIA comparable décrite ci-dessus, et qui n'a donc aucune incidence nette sur le résultat comparable) et de l'augmentation de l'amortissement découlant des nouveaux projets mis en service en 2017 et en 2018;

- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux nouvelles émissions de titres d'emprunt à long terme en 2018 et de l'incidence sur l'exercice complet des émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur de 2017, déduction faite des titres et des billets échus, ainsi qu'à la diminution des intérêts capitalisés, facteurs en partie compensés par le remboursement des facilités de crédit-relais d'acquisition de Columbia en juin 2017;
- la baisse de la charge d'impôts liée principalement à la réduction des taux d'imposition découlant de la réforme fiscale aux États-Unis et de la baisse des impôts sur le bénéficiaire transférés relativement aux pipelines réglementés au Canada.

BAIIA comparable et résultat comparable – comparaison de 2017 et de 2016

Le BAIIA comparable de 2017 avait été supérieur de 730 millions de dollars à celui de 2016, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable au résultat de Columbia par suite de l'acquisition du 1^{er} juillet 2016 et à l'augmentation des produits de transport d'ANR en raison de l'approbation par la FERC d'un règlement tarifaire entré en vigueur le 1^{er} août 2016;
- l'apport moins élevé des installations énergétiques aux États-Unis, qui s'explique par la monétisation de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017 et par la réduction progressive de nos contrats de commercialisation d'électricité aux États-Unis;
- l'augmentation du résultat des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes non visés par contrat sur le réseau d'oléoducs Keystone, de l'intensification des activités de commercialisation de liquides et du début de l'exploitation de Grand Rapids et de Northern Courier;
- la hausse du résultat tiré de Bruce Power, essentiellement attribuable à l'accroissement des volumes résultant du nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation;
- l'apport plus élevé des gazoducs au Mexique grâce aux produits dégagés par le gazoduc de Topolobampo depuis juillet 2016 et par le gazoduc de Mazatlán depuis décembre 2016.

Le résultat comparable de 2017 avait été supérieur de 582 millions de dollars, ou 0,31 \$ par action ordinaire, à celui de 2016.

Cette augmentation en 2017 était principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable à la dette prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016, et aux émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur en 2017, déduction faite des titres et billets échus;
- l'accroissement de l'amortissement ayant découlé principalement de l'acquisition de Columbia en 2016 et des projets mis en service;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos gazoducs américains à tarifs réglementés ainsi qu'au réseau de NGTL, à Tula et à Villa de Reyes, partiellement contrebalancée par la mise en service commerciale du gazoduc de Topolobampo et l'achèvement de la construction du gazoduc de Mazatlán;
- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres, qui s'expliquait surtout par les revenus tirés du recouvrement de certains coûts du projet Coastal Gaslink et de l'abandon du projet de transport de gaz de Prince Rupert (« TGPR »).

En 2018 et en 2017, le résultat comparable par action a subi l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission au cours du marché; il a aussi subi l'incidence sur l'exercice complet, en 2017, de notre RRD et des émissions distinctes d'actions de 2016. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Situation financière » pour d'autres renseignements sur les émissions d'actions ordinaires.

Flux de trésorerie

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 6,6 milliards de dollars et les fonds provenant de l'exploitation comparables, à 6,5 milliards de dollars, soit une progression de 25 % et de 16 %, respectivement, en 2018, comparativement à 2017. Cette augmentation est essentiellement attribuable à l'augmentation du résultat comparable décrite précédemment. De plus, les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont fluctué sous l'effet du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur.

Les flux de trésorerie distribuables comparables, qui tiennent compte de la totalité des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables, ont atteint 5,9 milliards de dollars en 2018 alors qu'elles s'étaient chiffrées à 5,0 milliards de dollars en 2017, principalement grâce à la hausse des fonds provenant de l'exploitation comparables. Les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire ont aussi varié sous l'effet des émissions d'actions ordinaires de 2017 et de 2018. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information sur le calcul des flux de trésorerie distribuables comparables.

Fonds liés aux activités d'investissement

Dépenses d'investissement¹

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017	2016
Gazoducs – Canada	2 478	2 181	1 525
Gazoducs – États-Unis	5 771	3 830	1 522
Gazoducs – Mexique	797	1 954	1 142
Pipelines de liquides	581	529	1 137
Énergie	1 257	675	708
Siège social	45	41	33
	10 929	9 210	6 067

¹ Les dépenses d'investissement comprennent les dépenses en immobilisations visant la capacité, les dépenses d'investissement de maintien, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Nous avons investi 10,9 milliards de dollars en projets d'investissement en 2018 pour optimiser la valeur des actifs existants et aménager de nouveaux actifs complémentaires dans des régions à forte demande. Le total de nos dépenses d'investissement de 2018 comprenait des apports de 1,0 milliard de dollars à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation principalement liés à Sur de Texas et à Bruce Power. Ce montant a été en partie compensé par des coûts préalables à la décision d'investissement finale de 470 millions de dollars qui ont été remboursés par les participants à la coentreprise avec LNG Canada en 2018.

En 2017, nous avons investi 9,2 milliards de dollars en projets d'investissement pour optimiser la valeur des actifs existants et aménager de nouveaux actifs complémentaires dans des régions à forte demande. Le total de nos dépenses d'investissement de 2017 comprenait des apports de 1,7 milliard de dollars à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation principalement liés à Sur de Texas, Bruce Power, Grand Rapids et Northern Border. Ce montant avait été en partie compensé par le remboursement des coûts de projets de 0,6 milliard de dollars reçu à l'abandon du projet de TGPR.

Produit de la vente d'actifs

En 2018, nous avons mené à terme la vente de notre participation dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne au Québec pour un produit net de 630 millions de dollars, avant les ajustements de clôture.

En 2017, nous avons mené à terme la vente de TC Hydro, de Ravenswood, d'Ironwood, de Kibby Wind et d'Ocean State Power pour un produit net de 3,1 milliards de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Nous avons également conclu la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario pour la somme de 541 millions de dollars, avant les ajustements postérieurs à la clôture.

Bilan

Nous continuons de maintenir une situation financière solide tout en accroissant le total de nos actifs de 12,8 milliards de dollars en 2018. Au 31 décembre 2018, les capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires comptaient pour 34 % de la structure du capital (33 % en 2017), et les autres capitaux subordonnés sous forme de billets subordonnés de rang inférieur et d'actions privilégiées comptaient pour 14 % (16 % en 2017). Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information sur notre structure de capital.

Dividendes

Nous avons majoré de 8,7 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,75 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2019, ce qui correspond à un dividende annuel de 3,00 \$ par action ordinaire. Il s'agit du 19^e exercice consécutif au cours duquel le dividende sur les actions ordinaires est majoré, ce qui témoigne de notre engagement qui consiste à faire croître le dividende sur nos actions ordinaires selon un taux moyen annuel se situant dans la fourchette de 8 % à 10 % jusqu'en 2021.

Régime de réinvestissement des dividendes

Aux termes de notre RRD, les détenteurs d'actions ordinaires et privilégiées de TransCanada qui sont admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires additionnelles de TransCanada. Les actions ordinaires sont émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte de 2 % par rapport aux prix du marché sur une période donnée, plutôt que d'être rachetées sur le marché libre pour répondre à la participation au RRD.

Dividendes en trésorerie versés

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Actions ordinaires	1 571	1 339	1 436
Actions privilégiées	158	155	100

PERSPECTIVES

Résultat

Notre résultat par action ordinaire de 2019, exclusion faite des postes particuliers, devrait être supérieur à celui de 2018, en raison principalement de l'incidence prévue des éléments suivants :

- l'apport des projets de Columbia Gas et de Columbia Gulf qui seront mis en service;
- la hausse de la quote-part nous revenant du résultat de Bruce Power attribuable à l'augmentation des prix contractuels;
- l'augmentation de la base d'investissement moyenne pour le réseau de NGTL;
- l'achèvement de la centrale de Napanee;
- le début de l'exploitation du gazoduc Sur de Texas.

Ces éléments étant annulés en partie par :

- l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 2018 dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission au cours du marché et de celles qui devraient être émises en 2019 dans le cadre du RRD;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, ainsi que la diminution des intérêts capitalisés, après la mise en service de certains actifs;
- la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne;
- la vente prévue de la centrale de Coolidge;
- l'incidence incertaine de la récente réforme fiscale aux États-Unis et d'autres règlements proposés sur le coût de financement de certaines de nos installations aux États-Unis.

Dépenses d'investissement consolidées et participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Nous prévoyons consacrer environ 8 milliards de dollars en 2019 aux projets de croissance, aux dépenses d'investissement de maintien et aux apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. La plus grande partie du programme d'investissement de 2019 concernera les dépenses consacrées aux projets liés au réseau de NGTL, au gazoduc Coastal GasLink, au projet de modernisation II de Columbia Gas, aux coûts d'aménagement de Keystone XL, à l'allongement du cycle de vie de Bruce Power, ainsi qu'aux dépenses d'investissement de maintien qui seront engagées dans le cours normal des activités de la société. Ces dépenses d'investissement comprennent la totalité des coûts liés à la construction de Coastal GasLink attendus en 2019, lesquels pourraient être financés en partie par des coentrepreneurs et par un financement de projet.

Se reporter aux rubriques sur les perspectives de chaque secteur d'activité pour en savoir plus sur le résultat et les dépenses d'investissement de 2019.

GAZODUCS

Notre réseau de gazoducs livre du gaz naturel provenant de bassins d'approvisionnement à des sociétés de distribution locales, des installations de production d'électricité, des installations industrielles, des gazoducs de raccordement et d'autres entreprises au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Notre réseau de gazoducs exploite la plupart des grands bassins d'approvisionnement et répond chaque jour à plus de 25 % de la demande du continent nord-américain par l'intermédiaire de :

- gazoducs détenus en propriété exclusive – 81 500 km (50 500 milles);
- gazoducs détenus partiellement – 11 100 km (7 000 milles).

En plus de nos gazoducs, nous détenons aux États-Unis des installations de stockage de gaz naturel réglementées d'une capacité aménagée totale de 535 Gpi³, ce qui fait de nous l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes des principaux marchés d'Amérique du Nord. Nous détenons et exploitons aussi des actifs intermédiaires, qui offrent des services spécifiques aux producteurs gaziers, dont la collecte, le traitement, le conditionnement et la manutention des liquides, surtout dans le bassin des Appalaches.

Notre entreprise des gazoducs est subdivisée en trois secteurs d'exploitation qui reflètent sa diversité géographique :
Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique.

Coup d'œil sur la stratégie

Optimiser la valeur de nos réseaux de gazoducs en place tout en nous adaptant aux changements de débit gazier en Amérique du Nord est une priorité absolue. Nous poursuivons en outre d'autres projets pipeliniers afin d'accroître la valeur de notre entreprise. Nos principales activités ciblées comprennent :

- l'expansion et le prolongement de notre vaste empreinte actuelle de gazoducs en Amérique du Nord;
- le raccordement à des marchés nouveaux et en plein essor des secteurs de l'industrie, de la production d'électricité et des sociétés de distribution locales;
- l'expansion de nos réseaux dans des endroits clés et la construction de projets d'aménagement visant la connectivité des terminaux d'exportation de GNL situés sur la côte ouest du Canada et la côte du golfe du Mexique;
- le raccordement aux sources d'approvisionnement de gaz de schiste et autres en expansion au Canada et aux États-Unis;
- l'aménagement de nouveaux gazoducs additionnels au Mexique.

Toutes ces activités jouent un rôle critique pour répondre aux besoins de transport pour l'offre et la demande gazières en Amérique du Nord.

Points saillants des résultats

Gazoducs – Canada

- Mise en service de projets d'environ 0,6 milliard de dollars.
- Dévoilement de quatre nouveaux programmes d'expansion de notre réseau de NGTL totalisant 4,1 milliards de dollars, les dates de mise en service se situant entre 2019 et 2022.
- Obtention de la part de l'ONÉ d'une ordonnance modifiée et du certificat d'utilité publique approuvant la construction des installations de la canalisation principale North Montney et des directives sur les questions de tarification qui s'y rapportent.
- Obtention de l'approbation de l'ONÉ relativement au règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019 du réseau de NGTL (le « règlement pour 2018-2019 »), sans modification.
- Obtention de la décision de l'ONÉ relative à notre demande tarifaire pour la période 2018-2020 visant le réseau principal au Canada (la « décision de 2018 de l'ONÉ »), approuvant tous les éléments de notre demande, sauf la période d'amortissement du compte d'ajustement à long terme.
- Conclusion de nouveaux contrats de transport de gaz naturel visant 670 TJ/j (625 Mpi³/j) sur le réseau principal au Canada aux termes des ententes à long terme de transport à prix fixe relatives à la jonction de North Bay entre le BSOC et les marchés de l'Ontario, du Québec, du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse et du nord-est des États-Unis.
- Début de la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink, au coût approximatif de 6,2 milliards de dollars.

Gazoducs – États-Unis

- Mise en service, en 2018 et au début de 2019, de projets d'environ 5,8 milliards de dollars US, dont Leach Xpress, WB Xpress, l'accès à Cameron et Mountaineer Xpress (mise en service partielle).
- Commencement de projets de croissance supplémentaires de 0,5 milliard de dollars US.

- Dépôt de formulaires 501-G et de règlements tarifaires non contentieux en réponse aux mesures de la FERC de 2018, ce qui s'est répercuté dans diverses proportions sur les tarifs relatifs à nos gazoducs et à nos actifs de stockage de gaz naturel aux États-Unis. Se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 » pour obtenir un complément d'information.

Gazoducs – Mexique

- Mise en service opérationnelle de Topolobampo.
- Poursuite de la construction des projets de gazoducs Sur de Texas, Villa de Reyes et Tula.

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS

Les gazoducs acheminent le gaz naturel tiré des principales sources d'approvisionnement jusqu'à des points ou des marchés qui s'en servent pour répondre à leurs besoins en énergie.

Nous construisons, possédons et exploitons partout en Amérique du Nord un réseau de gazoducs qui relie la production gazière aux gazoducs de raccordement et aux marchés des utilisateurs finals. Le réseau comporte des gazoducs enfouis qui assurent le transport de gaz naturel essentiellement sous haute pression, des postes de compression, qui agissent comme des pompes pour faire circuler les volumes élevés de gaz naturel dans les canalisations, des postes de comptage, qui enregistrent la quantité de gaz naturel livrée par le réseau aux points de réception et sortant du réseau à des points de livraison, et des installations de stockage de gaz naturel offrant des services aux clients et contribuant à maintenir l'équilibre global des réseaux de gazoducs.

Nos principaux réseaux de gazoducs

La carte des gazoducs figurant à la page 33 présente notre vaste réseau de gazoducs en Amérique du Nord qui relie les principales sources d'approvisionnement et les principaux marchés. Les principaux réseaux indiqués sur le plan sont les suivants :

Gazoducs – Canada

Le réseau de NGTL : Le réseau de NGTL est notre réseau de collecte et de transport de gaz naturel desservant le BSOC. Il raccorde la majeure partie de la production gazière de l'Ouest canadien aux marchés intérieurs et à l'exportation. Nous estimons être tout à fait en mesure d'assurer le raccordement de sources d'approvisionnement croissantes provenant du nord-est de la Colombie-Britannique et du nord-ouest de l'Alberta. Notre vaste programme d'investissement est axé sur ces deux zones d'approvisionnement ainsi que sur la demande croissante à l'égard des services de transport garanti en Alberta provenant de la conversion des centrales électriques au charbon, de l'exploitation des sables bitumineux et de la charge d'alimentation pétrochimique, de même que vers nos principaux points d'exportation à Empress et de livraison en Alberta et en Colombie-Britannique. Par ailleurs, le réseau de NGTL est bien positionné pour le raccordement de l'approvisionnement du BSOC à des installations d'exportation de GNL à partir de la côte ouest du Canada grâce aux futures prolongations du réseau ou à des raccordements futurs à d'autres gazoducs desservant la région.

Le réseau principal au Canada : Le réseau principal au Canada alimente maintenant les marchés de l'Ontario, du Québec, des provinces maritimes, du Midwest et du nord-est des États-Unis, toujours en provenance du BSOC, ainsi que depuis le bassin des Appalaches, grâce à des raccordements.

Gazoducs – États-Unis

Columbia Gas : Le gazoduc de Columbia Gas est notre réseau de transport de gaz naturel dans le bassin des Appalaches, qui comprend les gisements de gaz de schiste. Les gisements de Marcellus et d'Utica sont parmi ceux dont l'expansion est la plus rapide en Amérique du Nord. Un peu comme notre réseau dans le BSOC, nos actifs de Columbia Gas sont très bien positionnés pour relier l'offre croissante et les marchés de la région. Ce réseau est aussi raccordé à d'autres gazoducs, ce qui nous donne accès aux principaux marchés du nord-est des États-Unis et du sud du pays, vers le golfe du Mexique, et à leur demande croissante de gaz naturel pour les marchés d'exportation des GNL. La nécessité pour les producteurs de la région d'accéder aux marchés justifie l'important programme d'investissement consacré à de nouvelles installations de gazoducs sur ce réseau.

ANR : Le réseau de pipelines d'ANR relie les bassins d'approvisionnement et les marchés de tout le Midwest des États-Unis et du sud du pays, vers le golfe du Mexique. Il achemine le gaz provenant du Texas, de l'Oklahoma, du bassin des Appalaches et du golfe du Mexique aux marchés du Wisconsin, du Michigan, de l'Illinois et de l'Ohio. En outre, sa conduite principale vers le sud-est est bidirectionnelle et achemine le gaz produit dans le bassin des Appalaches vers les clients de la région de la côte du golfe du Mexique.

Columbia Gulf : Le réseau de gazoducs Columbia Gulf a été initialement conçu comme un réseau de livraison sur longue distance transportant le gaz naturel du golfe du Mexique aux principaux marchés du nord-est des États-Unis. Le sens du gazoduc a maintenant été en grande partie inversé et élargi pour pouvoir prendre en charge l'offre accrue en provenance du bassin des Appalaches et de ses raccordements au gazoduc de Columbia Gas et à d'autres afin d'acheminer du gaz vers divers marchés de la côte du golfe du Mexique.

TC Pipelines, LP : Nous avons une participation de 25,5 % dans TC Pipelines, LP, qui détient des participations dans huit gazoducs, détenus en propriété exclusive ou non et desservant les principaux marchés des États-Unis.

Gazoducs – Mexique

Réseau de gazoducs au Mexique : Nous avons un réseau grandissant de gazoducs jumelé à un vaste portefeuille de projets de gazoducs en cours de construction au Mexique, notamment Tula et Villa de Reyes ainsi que Sur de Texas, dans lequel nous détenons une participation de 60 %.

Réglementation des tarifs et recouvrement des coûts

Nos gazoducs sont généralement assujettis à la réglementation de l'ONÉ au Canada, de la FERC aux États-Unis et de la CRE au Mexique. Les organismes de réglementation approuvent la construction de nouvelles installations pipelinières ainsi que l'exploitation continue de l'infrastructure.

Tant au Canada qu'aux États-Unis et au Mexique, les organismes de réglementation nous autorisent à recouvrer les coûts d'exploitation du réseau au moyen de droits de service. Ces droits comprennent généralement un rendement du capital investi dans les actifs ou la base tarifaire, ainsi que la récupération de la base tarifaire au fil du temps par amortissement. Les autres coûts recouverts comprennent les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, les impôts fonciers et sur le bénéfice et les intérêts sur la dette. L'organisme de réglementation examine les coûts afin de s'assurer qu'ils ont été engagés de manière prudente et raisonnable et il approuve des droits qui offrent une perspective raisonnable de les recouvrer.

Contexte commercial et priorités stratégiques

Le réseau nord-américain de gazoducs a été aménagé pour acheminer les approvisionnements de diverses régions vers les marchés intérieurs et, de plus en plus, pour répondre à la demande provenant d'installations d'exportation de GNL. L'utilisation et la croissance du réseau varient en fonction des changements liés à l'emplacement et au coût relatif des approvisionnements gaziers, ainsi qu'aux changements d'emplacement des marchés et à l'évolution de la demande.

Nous comptons de nombreux gazoducs qui desservent les deux régions d'approvisionnement les plus riches d'Amérique du Nord, soit le BSOC et le bassin des Appalaches. Dans une moindre mesure, nos pipelines transportent aussi du gaz naturel à partir d'autres bassins importants, dont ceux des Rocheuses, de Williston, de Haynesville, de Fayetteville et d'Anadarko et le golfe du Mexique. Nous prévoyons une croissance continue de la production de gaz naturel en Amérique du Nord, qui doit répondre à la demande croissante des marchés intérieurs, notamment en ce qui a trait aux secteurs de la production d'électricité et de l'industrie qui profitent des prix relativement bas du gaz naturel. De plus, l'offre nord-américaine devrait bénéficier d'un accès aux marchés internationaux grâce aux exportations de GNL. Nous estimons que la demande de gaz naturel en Amérique du Nord, y compris les exportations de GNL, devrait atteindre environ 110 Gpi³/j d'ici 2020, ce qui représente une augmentation d'environ 10 Gpi³/j par rapport aux volumes de 2018.

Cet accroissement prévu de la demande de gaz naturel, jumelé au taux de déclin annuel de la production de gaz naturel, qui est de 20 % à 25 %, laisse prévoir que des raccordements à l'offre de plus de 35 Gpi³/j seront nécessaires dans les deux prochaines années, ce qui procurera des occasions d'investissement aux sociétés d'infrastructures pipelinières qui pourront construire de nouvelles installations ou favorisera l'utilisation accrue du réseau existant.

Évolution de la demande

La croissance de l'approvisionnement gazier a entraîné en Amérique du Nord un affaiblissement des prix du gaz naturel. Le contexte de faiblesse des prix a favorisé l'accroissement continu de la demande, en particulier dans les domaines suivants :

- la production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel;
- les installations pétrochimiques et industrielles;
- les sables bitumineux de l'Alberta;
- les exportations vers le Mexique destinées à alimenter des centrales électriques.

Les producteurs continuent d'évaluer de nouvelles possibilités de vendre du gaz naturel sur des marchés internationaux, ce qui supposerait le raccordement des approvisionnements gaziers aux terminaux d'exportation de GNL (projetés ou déjà en exploitation) situés sur la côte américaine du golfe du Mexique et le long de la côte Ouest du Canada et des États-Unis. La demande créée par l'ajout de ces nouveaux marchés nous procure des occasions de construire de nouvelles infrastructures pipelinières et d'augmenter le débit sur nos pipelines existants.

Prix des produits de base

De manière générale, la rentabilité de notre secteur des gazoducs n'est pas directement liée au prix des produits de base établis étant donné que nous sommes un transporteur du produit et que les coûts de transport fixes ne sont pas liés au prix du gaz naturel. Cependant, la nature cyclique de l'offre et de la demande des produits et la tarification connexe peuvent avoir une incidence indirecte sur les activités, car les producteurs peuvent choisir d'accélérer ou de retarder des projets de mise en valeur des réserves ou, du côté de la demande, des projets utilisant du gaz naturel peuvent être devancés ou retardés selon les conditions du marché ou les prix. Ainsi, la baisse des prix du gaz naturel a élargi la part de marché de cette marchandise au détriment du charbon pour l'alimentation des marchés de la production d'électricité et l'a positionnée avantageusement sur la scène mondiale grâce aux exportations de GNL.

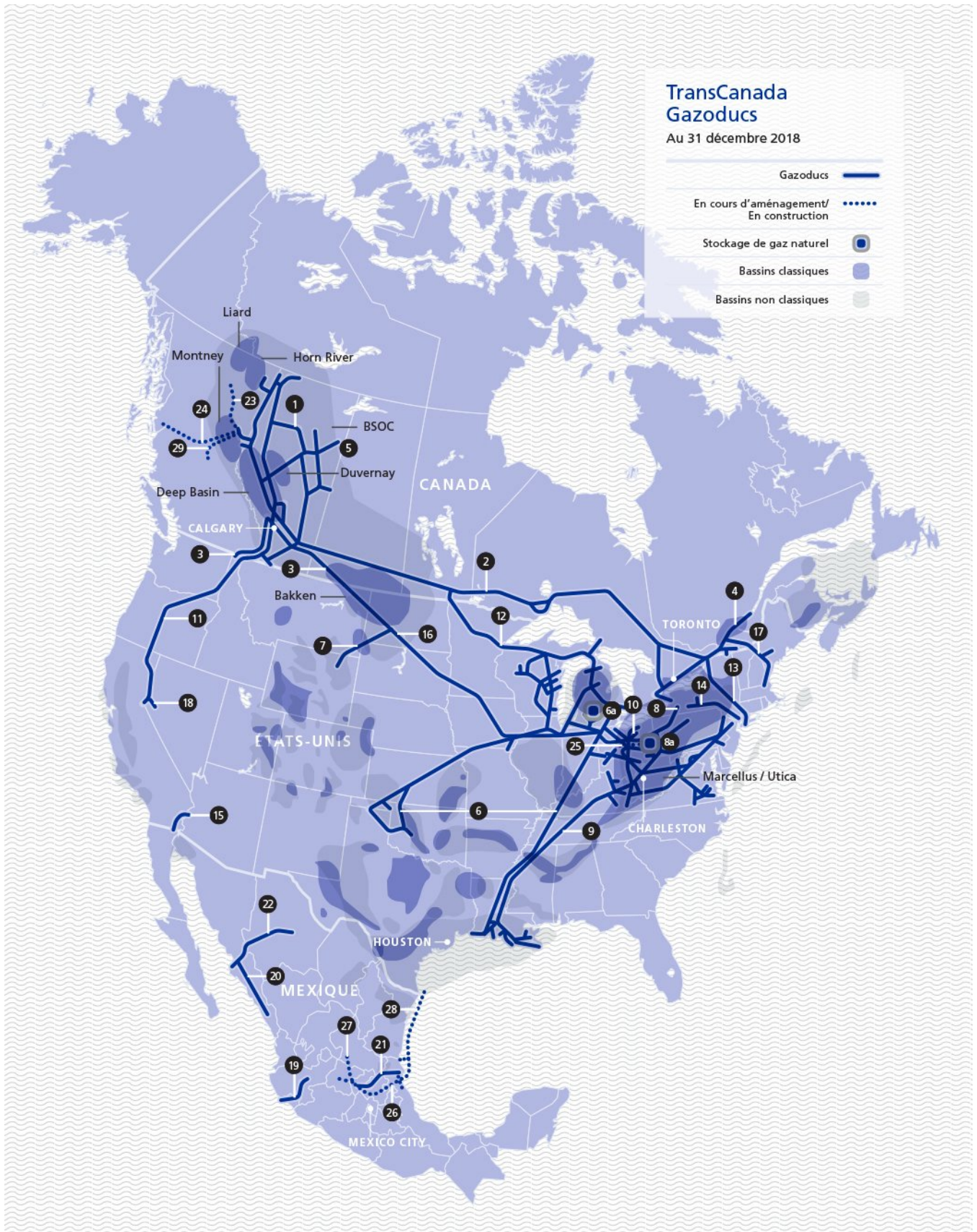
Concurrence accrue

Les changements touchant l'intensité et la répartition géographique de l'approvisionnement et de la demande ont stimulé la concurrence à l'égard des services de transport à l'échelle de l'Amérique du Nord. Grâce à notre réseau bien réparti de gazoducs et, plus particulièrement, notre nouvelle présence dans la région des Appalaches en plein essor, nous sommes bien placés pour soutenir la concurrence. Étant donné qu'il devient de plus en plus difficile d'obtenir les permis nécessaires pour la construction ou l'expansion de pipelines et de choisir des emplacements qui conviennent pour leur tracé, les entreprises pipelinières titulaires de la région sont avantagées du fait qu'elles sont propriétaires des emprises et des infrastructures. Nous avons évalué d'autres occasions pour restructurer les droits et les services proposés, et nous continuerons de le faire, afin de tirer parti de la croissance de l'approvisionnement aux États-Unis et de la demande à l'échelle de l'Amérique du Nord qui comporte maintenant un accès aux marchés mondiaux par l'intermédiaire des exportations de GNL.

Priorités stratégiques

Nos gazoducs acheminent le gaz naturel dont dépend l'approvisionnement en énergie de millions de particuliers et d'entreprises en Amérique du Nord. Nous nous efforçons de saisir les occasions qu'offre l'approvisionnement croissant en gaz naturel et de raccorder de nouveaux marchés, tout en répondant à la demande de plus en plus forte sur les marchés gaziers existants. Nous nous efforçons également d'adapter nos actifs existants à l'évolution de la dynamique d'écoulement du gaz naturel.

En 2019, nous mettrons notamment l'accent sur la réalisation en cours de notre programme d'investissement qui comprend l'expansion du réseau de NGTL, le début de la construction de Coast GasLink, ainsi que l'achèvement de plusieurs projets de gazoducs aux États-Unis et au Mexique. Notre but est de mettre tous nos projets en service à temps et qu'ils respectent notre budget, tout en nous assurant de la sécurité de notre personnel, de nos entrepreneurs et de toute autre partie prenante touchée par la construction et l'exploitation des installations en question.



Nous sommes l'exploitant de tous les gazoducs et de tous les actifs de stockage de gaz naturel réglementés suivants, à l'exception d'Iroquois.

	Longueur	Description	Participation effective
Gazoducs au Canada			
1	Réseau de NGTL 24 568 km (15 266 milles)	Réseau qui recueille, transporte et achemine du gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique. Il est raccordé au réseau principal au Canada ainsi qu'à Foothills et à des gazoducs appartenant à des tiers.	100 %
2	Réseau principal au Canada 14 082 km (8 750 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan et celle entre l'Ontario et les États-Unis pour desservir les marchés de l'est du Canada et qui s'interconnecte avec des installations aux États-Unis.	100 %
3	Foothills 1 241 km (771 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du centre de l'Alberta jusqu'à la frontière avec les États-Unis pour desservir les marchés du Midwest américain, de la région du nord-ouest des États-Unis bordée par le Pacifique, de la Californie et du Nevada.	100 %
4	Trans Québec & Maritimes (« TQM ») 574 km (357 milles)	Réseau qui est raccordé au réseau principal au Canada près de la frontière entre l'Ontario et le Québec de manière à livrer du gaz naturel au corridor Montréal-Québec, avant de se raccorder au réseau de Portland.	50 %
5	Ventures LP 161 km (100 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de la région des sables bitumineux située près de Fort McMurray, en Alberta. Il comprend aussi un gazoduc de 27 km (17 milles) qui achemine du gaz naturel à un complexe pétrochimique situé à Joffre, en Alberta.	100 %
*	Portion canadienne de Great Lakes 60 km (37 milles)	Réseau qui achemine le gaz naturel du réseau Great Lakes aux États-Unis jusqu'à un point situé près de Dawn, en Ontario, en passant par un raccordement situé à la frontière américaine sous la rivière Sainte-Claire.	100 %
Gazoducs et actifs de stockage de gaz naturel aux États-Unis			
6	ANR 15 075 km (9 367 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de divers bassins d'approvisionnement vers les marchés du Midwest américain et de la côte du golfe du Mexique.	100 %
6a	Stockage d'ANR 250 Gpi ³	Plusieurs installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées qui offrent leurs services aux principaux marchés du Midwest (certaines ne sont pas indiquées).	
7	Bison 488 km (303 milles)	Gazoduc qui relie les sources d'approvisionnement de Powder River Basin, au Wyoming, au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord. Nous détenons une participation effective de 25,5 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	25,5 %
8	Columbia Gas 18 525 km (11 511 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de sources situées principalement dans le bassin des Appalaches vers les marchés et les gazoducs de raccordement de tout le nord-est des États-Unis.	100 %
8a	Stockage de Columbia 285 Gpi ³	Plusieurs installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées offrant leurs services aux clients des principaux marchés de l'est (certaines ne sont pas indiquées). Nous détenons aussi une participation de 50 % dans la capacité de 12 Gpi ³ des installations de stockage Hardy.	100 %
*	Midstream 295 km (183 milles)	Infrastructure reliant la tête de puits de producteurs en amont et le secteur en aval (gazoduc et distribution interétatique) et comprend une participation de 47,5 % dans Pennant Midstream.	100 %
9	Columbia Gulf 5 419 km (3 367 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel vers divers marchés et raccordements de pipelines du sud des États-Unis et de la côte du golfe du Mexique.	100 %
10	Crossroads 325 km (202 milles)	Gazoduc interétatique en exploitation en Indiana et dans l'Ohio, raccordé à plusieurs autres pipelines	100 %
11	Gas Transmission Northwest (« GTN ») 2 216 km (1 377 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel tiré du BSOC et des Rocheuses jusqu'aux États de Washington, de l'Oregon et de la Californie. Il se raccorde à Tuscarora et à Foothills. Nous détenons une participation effective de 25,5 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	25,5 %
12	Great Lakes 3 404 km (2 115 milles)	Réseau gazier qui est relié au réseau principal au Canada près d'Emerson, au Manitoba, ainsi qu'à la portion canadienne de Great Lakes près de St. Clair, en Ontario, et qui est relié également à ANR à Crystal Falls et Farwell, au Michigan, afin d'assurer le transport du gaz naturel vers l'est du Canada et le Haut-Midwest des États-Unis. Nous détenons une participation effective de 65,4 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 53,6 % et de notre participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP.	65,4 %

	Longueur	Description	Participation effective
13 Iroquois	669 km (416 milles)	Réseau qui se raccorde au réseau principal au Canada et alimente les marchés de New York. Nous détenons une participation effective de 13,2 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 0,7 % et de notre participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP.	13,2 %
14 Millennium	407 km (253 milles)	Gazoduc qui transporte le gaz naturel provenant principalement du gisement de schiste de Marcellus vers des marchés couvrant le sud de l'État de New York et de la vallée de l'Hudson, ainsi que la ville de New York par l'intermédiaire de ses raccordements de gazoducs.	47,5 %
15 North Baja	138 km (86 milles)	Réseau de transport gazier entre l'Arizona et la Californie, qui se raccorde à un autre réseau de gazoducs appartenant à un tiers, à la frontière entre la Californie et le Mexique. Nous détenons une participation effective de 25,5 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	25,5 %
16 Northern Border	2 272 km (1 412 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du BSOC, de Bakken et des Rocheuses entre les raccordements de Foothills et de Bison et les marchés du Midwest américain. Nous détenons une participation effective de 12,7 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP.	12,7 %
17 Portland	475 km (295 milles)	Gazoduc qui est relié aux installations de TQM près d'East-Hereford, au Québec, afin de livrer du gaz naturel à des clients du nord-est des États-Unis et des provinces maritimes canadiennes. Nous détenons une participation effective de 15,7 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP.	15,7 %
18 Tuscarora	491 km (305 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel à partir d'un point d'interconnexion avec GTN à Malin, en Oregon, vers les marchés dans le nord-est de la Californie et le nord-ouest du Nevada. Nous détenons une participation effective de 25,5 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	25,5 %
Gazoducs au Mexique			
19 Guadalajara	310 km (193 milles)	Gazoduc qui relie Manzanillo, dans l'État de Colima, à Guadalajara, dans l'État de Jalisco.	100 %
20 Mazatlán	430 km (267 milles)	Gazoduc qui assure le transport de gaz naturel d'El Oro à Mazatlán, dans l'État de Sinaloa, et qui est raccordé au gazoduc de Topolobampo à El Oro.	100 %
21 Tamazunchale	370 km (230 milles)	Gazoduc qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, jusqu'à Tamazunchale et jusqu'à El Sauz, dans l'État de Querétaro au centre du Mexique.	100 %
22 Topolobampo	560 km (348 milles)	Gazoduc qui transporte le gaz naturel depuis des points de raccordement avec des gazoducs d'autres entreprises situés à El Encino, dans l'État de Chihuahua, jusqu'à El Oro et Topolobampo, dans l'État de Sinaloa.	100 %
En construction			
Gazoducs au Canada			
23 North Montney	206 km** (128 milles)	Prolongement du réseau de NGTL qui recevra du gaz naturel de la zone productrice de North Montney et qui se raccordera au réseau principal existant de NGTL à Groundbirch.	100 %
* Installations du réseau de NGTL pour 2019	160 km** (99 milles)	Programme d'expansion du réseau de NGTL comprenant l'ajout de plusieurs projets de conduites et de postes de compression. Les dates de mise en service devraient s'étaler d'ici à novembre 2019.	100 %
24 Coastal GasLink	670 km** (416 milles)	Projet visant des installations nouvelles devant acheminer le gaz naturel de la zone productrice de Montney jusqu'aux installations de liquéfaction de LNG Canada en construction situées près de Kitimat, en Colombie-Britannique.	100 %
Gazoducs aux États-Unis			
25 Mountaineer XPress – mis en service à 45 % en janvier 2019 (192 km ou 119 milles)	275 km** (171 milles)	Projet de Columbia Gas visant le transport de la production des gisements de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica vers des emplacements situés le long du réseau et le raccordement de Leach au réseau de Columbia Gulf.	100 %
Gazoducs au Mexique			
26 Tula	324 km** (201 milles)	Gazoduc qui prendra naissance à Tuxpan, dans l'État de Veracruz, où il prendra en charge du gaz naturel provenant de Sur de Texas, puis qui se raccordera à Villa de Reyes à Tula et acheminera le gaz vers des centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel de la CFE dans le centre du Mexique.	100 %

		Longueur	Description	Participation effective
27	Villa de Reyes	420 km** (261 milles)	Gazoduc bidirectionnel qui acheminera du gaz naturel depuis Tula, dans l'État de Hidalgo, à Villa de Reyes, dans l'État de San Luis Potosí. Il sera raccordé aux gazoducs Tamazunchale et Tula, y compris un latéral vers le complexe industriel Salamanca à Guanajuato.	100 %
28	Sur de Texas	775 km** (482 milles)	Gazoduc qui commencera dans le golfe du Mexique, à la frontière près de Brownsville, au Texas, et desservira Altamira, dans l'État de Tamaulipas, et Tuxpan, dans l'État de Veracruz; il sera raccordé aux gazoducs Tamazunchale et Tula et d'autres installations de tiers.	60 %

Phase d'obtention des permis et de préparation avant la construction

Gazoducs au Canada

*	Installations du réseau de NGTL pour 2020	120 km** (75 milles)	Programme d'expansion du réseau de NGTL comprenant l'ajout de plusieurs conduites et postes de compression. Les dates de mise en service devraient s'étaler d'ici à novembre 2020.	100 %
*	Installations du réseau de NGTL pour 2021	375 km** (233 milles)	Programme d'expansion du réseau de NGTL comprenant l'ajout de plusieurs conduites et postes de compression. Les dates de mise en service devraient s'étaler d'ici à novembre 2021.	100 %
*	Installations du réseau de NGTL pour 2022	197 km** (122 milles)	Programme d'expansion du réseau de NGTL comprenant l'ajout de plusieurs conduites et postes de compression. Les dates de mise en service devraient s'étaler d'ici à avril 2022.	100 %

Gazoducs aux États-Unis

*	Buckeye XPress	103 km** (64 milles)	Projet de Columbia Gas visant la modernisation et le remplacement de conduites et de postes de compression en Ohio pour le transport de la production supplémentaire des gisements de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica vers des emplacements situés le long du réseau.	100 %
---	----------------	-------------------------	--	-------

En cours d'aménagement

Gazoducs au Canada

29	Canalisation principale Merrick	260 km** (161 milles)	Réseau qui livre du gaz naturel depuis le réseau principal existant de NGTL à Merrick Groundbirch près de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, jusqu'à son point d'arrivée près de la collectivité de Summit Lake, en Colombie-Britannique.	100 %
----	---------------------------------	--------------------------	---	-------

* Des installations et certains gazoducs ne sont pas indiqués sur la carte.

** La longueur de la canalisation indiquée est provisoire puisque le tracé définitif est en cours de conception.

Gazoducs – Canada

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS AU CANADA

Le secteur des gazoducs au Canada est assujéti à la réglementation de divers organismes gouvernementaux fédéraux et provinciaux. C'est l'ONÉ qui exerce son autorité sur nos réseaux de gazoducs interprovinciaux canadiens réglementés, tandis que les gouvernements des provinces exercent leur autorité sur les réseaux de gazoducs dont les activités ne dépassent pas les limites de leur territoire. Dans le cas des gazoducs interprovinciaux qu'elle réglemente, l'ONÉ approuve des droits et des services qui sont dans l'intérêt du public et permettent aux exploitants des gazoducs de recouvrer leurs coûts dans une mesure raisonnable. Le total de ces coûts inclut un rendement sur le capital que la société a investi dans les actifs, appelé rendement des capitaux propres. La structure du capital présumée correspond généralement à 40 % de capitaux propres et à 60 % de capitaux empruntés. Les droits sont habituellement fondés sur les coûts de prestation des services, divisés par une prévision des volumes transportés. Toute variation des coûts ou des volumes réels transportés peut se traduire par un recouvrement excédentaire ou déficitaire des produits. Cet écart de recouvrement est normalement compensé l'année suivante dans le calcul des droits de la période visée. Toutefois, le rendement des capitaux propres continue d'être dérogé au taux que l'ONÉ a approuvé.

La société et ses expéditeurs peuvent aussi conclure des conventions de règlement, sous réserve de l'approbation de l'ONÉ, qui peuvent contenir des éléments qui s'écartent du processus de fixation des droits habituel. Les règlements peuvent stipuler des échéances plus longues ainsi que des mécanismes d'encouragement qui peuvent avoir une incidence sur le rendement réel obtenu des capitaux propres. Par exemple, les conventions peuvent imposer des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration fixes dans le calcul des besoins en produits, les écarts étant comptabilisés dans le compte de l'exploitant ou divisés d'une manière donnée entre l'exploitant et les expéditeurs.

Le réseau de NGTL est exploité aux termes d'une convention de règlement de deux ans conclue pour la période de 2018-2019, à laquelle se greffe un accord d'encouragement à l'endroit des expéditeurs sous forme de mécanisme de partage en parts égales de l'écart entre le montant fixé et le montant réel des coûts d'entretien, d'exploitation et d'administration. Quant au réseau principal au Canada, il entame la cinquième année d'une convention de règlement de six ans à droits fixes, qui prévoit un accord d'encouragement laissant à l'exploitant le choix d'établir aux prix du marché le prix de certains de ses services à court terme, comme le transport interruptible. Ce type de convention incite l'exploitant à réduire ses coûts ou à augmenter ses produits tirés du pipeline au moyen d'un mécanisme de partage avantageux autant pour les expéditeurs que pour l'exploitant.

FAITS MARQUANTS

Gazoducs réglementés au Canada

Projet de gazoduc Coastal GasLink

En octobre 2018, nous avons annoncé que nous allions de l'avant avec la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink après l'annonce par les participants à la coentreprise avec LNG Canada d'une décision d'investissement finale positive concernant la construction de l'installation de liquéfaction de gaz naturel de LNG Canada située à Kitimat, en Colombie-Britannique. Le gazoduc Coastal GasLink assurera l'approvisionnement en gaz naturel de l'installation de LNG Canada et il est soutenu par des contrats de transport de 25 ans (assortis de clauses de renouvellement) conclus avec chacun des cinq participants à la coentreprise avec LNG Canada. Ce gazoduc d'une longueur de 670 km (416 milles) aura une capacité initiale d'environ 2,2 PJ/j (2,1 Gpi³/j) qui pourrait être portée à 5,4 PJ/j (5,0 Gpi³/j). Nous avons obtenu tous les permis nécessaires pour aller de l'avant avec les travaux de construction, qui ont donc débuté en décembre 2018 en vue d'une mise en service en 2023. Coastal GasLink a signé des ententes de projet et des ententes communautaires avec les 20 Premières Nations choisies le long du tracé du pipeline, confirmant un appui fort des communautés autochtones dans la province de Colombie-Britannique.

En juillet 2018, un particulier a demandé à l'ONÉ d'évaluer si le gazoduc Coastal GasLink devrait être assujéti à la réglementation fédérale de l'ONÉ. En octobre 2018, l'ONÉ a indiqué qu'elle se pencherait sur la question de la juridiction, a déterminé que Coastal GasLink avait qualité pour intenter une action en justice sur cette question et s'est réservé le droit de statuer sur la participation de toute autre partie intéressée éventuelle, y compris le particulier qui avait soulevé la question. En décembre 2018, l'ONÉ a délivré une lettre de procédure précisant les participants et le calendrier. La procédure de l'ONÉ devrait se terminer au deuxième semestre de 2019, et l'ONÉ rendra sa décision par la suite.

En décembre 2018, la Cour suprême de la Colombie-Britannique a prononcé une injonction ordonnant aux opposants au projet de Coastal GasLink de permettre aux travailleurs affectés à sa construction d'accéder à une portion du droit de passage qu'ils bloquaient au sud de Houston, en Colombie-Britannique. En janvier 2019, la GRC a pris des mesures pour faire respecter cette injonction. Après des négociations, les manifestants ont consenti à se soumettre à l'injonction et à permettre la circulation des travailleurs.

Le coût en capital du projet de Coastal GasLink est estimé à 6,2 milliards de dollars et la majeure partie des dépenses liées à la construction devrait être engagée en 2020 et en 2021. Sous réserve des modalités, les écarts entre le coût en capital estimé et le coût final du projet seront recouverts à même les droits d'utilisation des gazoducs. Dans le cadre du plan de financement de Coastal GasLink, nous étudions le recours à des partenaires en coentreprise et à un financement de projet.

Le coût en capital total tient compte des coûts préalables à la décision d'investissement finale de 470 millions de dollars. Conformément aux dispositions des ententes conclues avec les participants à la coentreprise avec LNG Canada, les cinq parties ont choisi de nous rembourser, en novembre 2018, leur quote-part des coûts préalables à la décision d'investissement finale, qui totalise 470 millions de dollars. De plus, les cinq coentrepreneurs ont accepté en janvier 2019 de nous verser des paiements en trésorerie pendant toute la période de construction relativement aux frais financiers liés aux coûts engagés.

Réseau de NGTL

Programme d'expansion du réseau de NGTL en 2022

En octobre 2018, nous avons annoncé le programme d'expansion du réseau de NGTL en 2022 pour répondre aux besoins de production liés à de nouvelles demandes de services garantis de réception et de livraison intrabassin à compter de novembre 2021 et d'avril 2022. Cette expansion de 1,5 milliard de dollars du réseau de NGTL comprend des nouveaux gazoducs d'une longueur d'environ 197 km (122 milles), trois postes de compression, des postes de comptage et des installations connexes. Les demandes d'approbation pour construire et exploiter les installations devraient être déposées auprès de l'ONÉ au deuxième trimestre de 2019 et, dans l'attente des approbations réglementaires, la construction pourrait commencer dès le troisième trimestre de 2020.

Programme d'expansion du réseau de NGTL en 2021

En février 2018, nous avons annoncé le programme d'expansion du réseau de NGTL en 2021, assorti d'un coût en capital estimé à 2,3 milliards de dollars, dont la mise en service est prévue pour le premier semestre de 2021. Le programme se compose de nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 375 km (233 milles), de trois postes de compression, d'une vanne de réglage et d'installations connexes. L'expansion est nécessaire pour transporter l'approvisionnement accru et accroître la capacité d'exportation du bassin de 1,1 PJ/j (1,0 Gpi³/j) vers le point de livraison des exportations Empress, au point de raccordement du réseau de NGTL et du réseau principal au Canada. Une demande d'approbation de la construction et de l'exploitation du programme d'expansion du réseau de NGTL en 2021 a été déposée auprès de l'ONÉ en juin 2018 et fera l'objet d'une audience publique au troisième trimestre de 2019.

Approbation du projet North Montney

En juillet 2018, l'ONÉ a rendu, après l'approbation par le gouvernement fédéral de notre demande, une ordonnance et un certificat d'utilité publique modifiés à l'égard des approbations obtenues pour le projet North Montney afin d'en éliminer la condition stipulant qu'une décision d'investissement finale positive doit être prise à l'égard du projet de Pacific Northwest LNG avant le début de la construction.

Le projet North Montney se compose de nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 206 km (128 milles), de trois postes de compression et de 14 postes de comptage. L'estimation actuelle du coût du projet a augmenté de 0,2 milliard de dollars par rapport aux estimations initiales pour atteindre 1,6 milliard de dollars, en raison principalement de retards du calendrier de construction et d'une hausse des coûts de construction tributaires du marché.

L'ONÉ a ordonné à NGTL de faire approuver une méthode de tarification révisée à la suite d'une période provisoire correspondant à un an après l'obtention de la décision du gouvernement fédéral, à défaut de quoi des droits calculés à part seront imposés. NGTL collabore avec les expéditeurs en vue de remplir ces exigences et a la certitude qu'un mécanisme de tarification acceptable pourra être établi au lieu de droits calculés à part.

La construction du projet North Montney a commencé en août 2018. La première phase du projet devrait être mise en service d'ici le quatrième trimestre de 2019 et la deuxième phase, d'ici le deuxième trimestre de 2020.

Autres projets

En février 2019, nous avons annoncé notre projet de prolongement de Riverbend. Ce gazoduc de 85 millions de dollars reliera le réseau de NGTL à une importante installation industrielle en préparation, située dans la région de Grande Prairie, en Alberta. Le projet comprendra une canalisation de 24 pouces de diamètre nominal de tuyau sur 28 kilomètres (17 milles) de long ainsi qu'un poste de comptage des livraisons; il est visé par des contrats fermes portant sur 330 TJ/j (308 Mpi³/j) de nouveaux services de livraison et sa mise en service est prévue au troisième trimestre de 2021.

En avril 2018, nous avons procédé à la mise en service du projet de croisement de Sundre. Ce projet de pipeline de 100 millions de dollars ajoute quelque 245 TJ/j (228 Mpi³/j) à la capacité du réseau de NGTL à notre point de livraison des exportations de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, assurant un meilleur raccordement avec les principaux marchés en aval de la région du nord-ouest des États-Unis bordée par le Pacifique et de la Californie.

En avril 2018, nous avons procédé à la mise en service du projet de gazoduc reliant la boucle du réseau principal du Nord-Ouest à Boundary Lake. Ce projet d'une valeur de 160 millions de dollars a permis d'ajouter de nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 230 km (143 milles) et des postes de compression supplémentaires ainsi que d'accroître la capacité du réseau de NGTL d'environ 535 TJ/j (500 Mpi³/j).

En mars 2018, nous avons annoncé la conclusion fructueuse d'une invitation à soumissionner en vue d'un nouvel accroissement de la capacité du point de livraison des exportations Empress/McNeill, pour une entrée en service prévue en novembre 2021. Les soumissions visant l'offre de 300 TJ/j (280 Mpi³/j) ont surpassé les besoins, et la durée moyenne des contrats octroyés est d'environ 22 ans. Les installations et les capitaux requis aux fins de l'expansion sont estimés à environ 140 millions de dollars.

Approbation du règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019 du réseau de NGTL

En juin 2018, l'ONÉ a approuvé sans modification le règlement pour 2018-2019 sur les tarifs définitifs pour 2018. Aux termes du règlement pour 2018-2019 qui est en vigueur du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2019, le RCA est fixé à 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaires réputé de 40 % et le taux d'amortissement composé est porté de 3,18 % à 3,45 %. Les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration sont établis à 225 millions de dollars pour 2018 et à 230 millions de dollars pour 2019, et un mécanisme de partage en parts égales de l'écart entre le montant fixé et le montant réel de ces coûts est prévu. Tous les autres coûts, y compris les charges de maintien de l'intégrité des gazoducs et les coûts liés aux émissions, sont traités comme des coûts transférables.

Réseau principal au Canada

Ententes à long terme de transport à prix fixe relatives à la jonction de North Bay

En décembre 2018, nous avons annoncé la conclusion de nouveaux contrats visant le transport de 670 TJ/j (625 Mpi³/j) de gaz naturel sur le réseau principal au Canada à partir du BSOC. Lorsque l'ONÉ aura approuvé ces ententes, les volumes supplémentaires visés par ces contrats de transport à long terme à prix fixes desserviront les marchés de l'Ontario, du Québec, du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse et du nord-est des États-Unis en utilisant la capacité existante du réseau principal au Canada et les nouvelles installations de compression. Des clients ont conclu des ententes préalables de 15 ans soutenant la réalisation du projet au coût en capital estimatif de 96 millions de dollars. Nous avons déposé auprès de l'ONÉ la demande d'approbation des ententes à long terme de transport à prix fixe en janvier 2019 et nous nous attendons à ce que l'ONÉ rende sa décision au troisième trimestre de 2019.

Réseau principal au Canada – examen des droits pour la période de 2018 à 2020

En octobre 2018, nous avons clos l'audience par écrit portant sur l'examen des droits relatifs au réseau principal au Canada pour la période de 2018 à 2020 en soumettant notre contre-preuve à l'ONÉ. En décembre 2018, l'ONÉ a rendu sa décision de 2018, dans laquelle il approuvait tous les éléments de la demande, y compris nos prévisions de coût et de volumes, la hausse des taux d'amortissement et la reconduction de notre pouvoir discrétionnaire en matière de prix, mais à l'exception de la période d'amortissement du CALT, qui doit maintenant faire l'objet d'un amortissement de 2018 à 2020. Cette décision aura pour effet d'abaisser les tarifs à compter du 1^{er} février 2019. Comme l'ONÉ nous l'a ordonné, nous lui avons remis un dépôt de conformité en janvier 2019, dont l'issue est attendue au premier trimestre de 2019.

Projet d'expansion du poste de compression Maple

En avril 2018, nous avons obtenu l'approbation de l'ONÉ pour lancer la construction d'un nouveau poste de compression d'environ 110 millions de dollars. Les travaux se poursuivent comme prévu en vue de la mise en service qui doit avoir lieu le 1^{er} novembre 2019.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Réseau de NGTL	1 197	996	968
Réseau principal au Canada	1 073	1 043	1 105
Autres gazoducs au Canada ¹	109	105	109
BAIIA comparable	2 379	2 144	2 182
Amortissement	(1 129)	(908)	(875)
BAII comparable et bénéfice sectoriel	1 250	1 236	1 307

¹ Ces données comprennent les résultats de Foothills, de Ventures LP et de la portion canadienne du gazoduc Great Lakes, la quote-part nous revenant du bénéfice de TQM ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires liés à nos gazoducs au Canada.

Le BAII comparable et le bénéfice sectoriel des gazoducs au Canada ont augmenté de 14 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017, et ils avaient diminué de 71 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016.

Le BAIIA comparable et le bénéfice net des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient principalement selon le RCA approuvé, notre base d'investissement, le ratio du capital-actions ordinaire réputé et les revenus incitatifs. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts sur le bénéfice ont également une incidence sur le BAIIA comparable, mais n'influent pas de façon appréciable sur le bénéfice net puisque ces éléments sont presque entièrement recouverts par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

Bénéfice net et base d'investissement moyenne

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Bénéfice net			
Réseau de NGTL	398	352	318
Réseau principal au Canada	182	199	208
Base d'investissement moyenne			
Réseau de NGTL	9 669	8 385	7 451
Réseau principal au Canada	3 828	4 184	4 441

Le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 46 millions de dollars en 2018 par rapport à celui de 2017. Cette progression s'explique principalement par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Le bénéfice net du réseau de NGTL de 2017 avait été supérieur de 34 millions de dollars à celui de 2016, grâce à une base d'investissement moyenne plus élevée, en partie contrebalancée par une hausse des frais financiers liés aux reports réglementaires. Le règlement sur les besoins en produits pour 2016-2017, d'une durée de deux ans, prévoyait un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaires réputé de 40 % et comprenait un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 17 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017, principalement à cause d'une base d'investissement moyenne moindre et de la baisse des revenus incitatifs, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des frais financiers pour les expéditeurs sur l'excédent des produits nets de 2018. Le bénéfice net du réseau principal avait diminué de 9 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016, principalement à cause d'une base d'investissement moyenne moindre et de l'accroissement des frais financiers pour les expéditeurs sur l'excédent des produits nets de 2017, facteurs compensés en partie par la hausse des revenus incitatifs enregistrée en 2017. La diminution de la base d'investissement moyenne en 2018 et en 2017 était essentiellement attribuable à l'amortissement et à l'inclusion de l'excédent reporté des produits nets de 2017 et de 2016 dans la base d'investissement.

De 2015 à 2018, le réseau principal au Canada a été exploité aux termes de la demande tarifaire pour la période de 2015-2030 approuvée en 2014 (la « décision de 2014 de l'ONÉ »). La décision de 2014 de l'ONÉ prévoit un RCA approuvé de 10,1 %, avec une fourchette de résultats possibles pour le RCA atteint de 8,7 % à 11,5 %. Cette décision prévoit également un mécanisme incitatif assorti d'un potentiel favorable et d'un risque défavorable et notre contribution annuelle de 20 millions de dollars après les impôts. La stabilisation des droits est assurée grâce au recours continu à des comptes de report permettant de recueillir l'excédent ou le manque à gagner entre nos produits et le coût du service pour chaque année de la durée des droits fixes, soit les six ans de 2015 à 2020.

La décision de 2014 de l'ONÉ nous enjoignait également de présenter une demande d'examen des droits pour la période de 2018-2020. En décembre 2018, l'ONÉ a rendu sa décision de 2018, qui comprenait l'amortissement accéléré du solde du CALT au 31 décembre 2017 et une hausse du taux d'amortissement composé, qui passe de 3,2 % à 3,9 %. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information sur la décision de 2018 de l'ONÉ.

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable des gazoducs au Canada de 2018 a été supérieur de 235 millions de dollars à celui de 2017, principalement grâce à la reprise de l'amortissement accru découlant de la hausse de tarifs approuvée dans la décision rendue en 2018 par l'ONÉ sur le réseau principal au Canada et dans le règlement de 2018-2019 visant le réseau de NGTL; l'augmentation est aussi attribuable à la progression globale du résultat fondé sur les tarifs, avant les impôts, en partie annulée par la baisse des revenus incitatifs et des impôts sur le bénéfice transférés. Le BAIIA comparable des gazoducs au Canada de 2017 avait été semblable à celui de 2016.

Amortissement

En 2018, l'amortissement a été supérieur de 221 millions de dollars à celui de 2017 en raison de la hausse des taux d'amortissement approuvée dans la décision de 2018 de l'ONÉ concernant le réseau principal et le règlement de 2018-2019 pour le réseau de NGTL, ainsi que les installations du réseau de NGTL qui ont été mises en service en 2018. L'amortissement avait augmenté de 33 millions de dollars entre 2016 et 2017, principalement en raison des installations du réseau de NGTL qui ont été mises en service en 2017 et en 2016.

PERSPECTIVES

Résultat

Le bénéfice net tiré des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varie en fonction des changements apportés à la base d'investissement, au RCA et à la structure du capital réglementée, ainsi que des dispositions des règlements tarifaires approuvés par l'ONÉ.

En 2019, le résultat des gazoducs au Canada devrait être supérieur à celui de 2018, en raison principalement de la croissance constante du réseau de NGTL. Nous nous attendons à ce que la base d'investissement du réseau de NGTL s'accroisse encore à mesure que nous agrandissons les installations d'approvisionnement du nord-ouest et les installations de livraison du nord-est et de l'Alberta et que nous élargissons notre gamme de services à nos principaux points de livraison frontaliers en réponse aux demandes de services garantis sur le réseau.

Nous nous attendons à ce que le résultat du réseau principal au Canada soit légèrement inférieur en 2019 en raison de la baisse des revenus incitatifs. Dans sa décision de 2018, l'ONÉ nous a enjoins d'accélérer l'amortissement du CALT sur la période de 2018 à 2020, ce qui aura pour effet de réduire les droits et les revenus de ces exercices, mais n'aura pas d'incidence importante sur le bénéfice net.

Nous prévoyons également des investissements modestes dans nos autres gazoducs à tarifs réglementés au Canada, bien que nous nous attendions à ce que les bases d'investissement moyennes de ces réseaux continuent de régresser à mesure que l'amortissement annuel prendra de l'avance sur l'investissement de capitaux, ce qui entraînera la réduction du résultat de ces actifs d'un exercice à l'autre.

Selon le modèle de réglementation actuel, les fluctuations du prix du gaz naturel à court terme, les variations des volumes livrés ou les changements liés à la capacité visée par des contrats n'ont pas d'incidence significative sur le résultat des gazoducs à tarifs réglementés au Canada.

Dépenses d'investissement

Nous avons engagé au total des dépenses de 2,5 milliards de dollars en 2018 pour nos gazoducs au Canada. Nous prévoyons que les dépenses d'investissement s'élèveront à environ 3,1 milliards de dollars en 2019 et qu'elles viseront plus particulièrement les projets d'expansion du réseau de NGTL, les projets visant la capacité et les investissements de maintien du réseau principal au Canada, lesquels ont tous une répercussion immédiate sur la base d'investissement. En outre, nous avons consacré la somme de 0,1 milliard de dollars à l'avancement du projet de Coastal GasLink et prévoyons y affecter encore 1,0 milliard de dollars en 2019, avant l'apport d'éventuels tiers investisseurs.

Gazoducs – États-Unis

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS AUX ÉTATS-UNIS

Les activités du secteur des gazoducs interétatiques aux États-Unis sont assujetties à la réglementation de divers organismes fédéraux, des États et locaux. La FERC dispose toutefois d'une autorité très étendue sur nos activités gazières américaines. Cette dernière approuve des tarifs de transport maximum fondés sur les coûts et conçus de manière à permettre le recouvrement des investissements, des charges d'exploitation et d'un rendement raisonnable pour nos investisseurs. Aux États-Unis, nous avons la possibilité de conclure des contrats avec les expéditeurs pour accorder des remises sur les tarifs ou négocier ces derniers.

La FERC n'exige pas le calcul annuel des tarifs visant les gazoducs interétatiques, mais elle ne permet généralement pas le recouvrement ou le remboursement de l'écart entre les produits et les coûts prévus et réels au cours des années suivantes. En raison de cette différence de réglementation, nos gazoducs en sol américain courent un risque plus élevé d'écart entre les coûts et les produits réels et prévus d'une instance tarifaire à l'autre que ceux situés au Canada. Si les produits ne constituent plus un moyen raisonnable de recouvrer les coûts, nous pouvons déposer une demande de nouveau barème de tarifs auprès de la FERC, pourvu qu'une telle demande ne fasse pas l'objet d'un moratoire. Dans la même veine, la FERC ou nos expéditeurs peuvent introduire une instance dans le but de réduire les droits si elle juge le rendement du capital investi trop élevé.

Comme au Canada, nous pouvons conclure des conventions de règlement avec nos expéditeurs américains. Ces conventions doivent être approuvées par la FERC. Les moratoires sur les demandes tarifaires imposés pour une période pendant laquelle ni nous ni les expéditeurs ne pouvons demander une révision tarifaire sont fréquents, car ils donnent une forme d'assurance aux expéditeurs en ce qui a trait aux tarifs, ils éliminent les coûts liés à une instance visant les tarifs pour toutes les parties et ils peuvent inciter les exploitants de gazoducs à réduire leurs coûts.

Nous exploitons en outre une entreprise du secteur intermédiaire qui n'est pas réglementée. Cette entreprise offre des services de collecte, de traitement, de conditionnement, de compression et de manutention des liquides dans le bassin des Appalaches. Son réseau comprend plus de 295 km (183 milles) de conduites dont le diamètre varie de 16 à 36 pouces. C'est aussi cette entreprise qui gère nos participations dans des droits miniers situés dans les zones de gaz de schiste Marcellus et Utica.

TC PipeLines, LP

Nous détenons une participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP, société en commandite dont les parts sont cotées à la NYSE sous le symbole TCP et dont nous sommes le commandité. TC PipeLines, LP possède des participations dans les réseaux de gazoducs de GTN, Northern Border, Bison, Great Lakes, North Baja, Tuscarora, Iroquois et Portland. Notre participation globale effective dans chacun de ces actifs, en tenant compte de la participation détenue par l'intermédiaire de la société en commandite, est indiquée dans la liste d'actifs de nos principaux gazoducs qui commence à la page 34.

FAITS MARQUANTS

Projets Mountaineer XPress et Gulf XPress

Mountaineer XPress (« MXP ») est un projet de Columbia Gas visant le transport de la production des gisements de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica vers des emplacements situés le long du réseau et le raccordement de Leach au réseau de Columbia Gulf., Environ 45 % de ce projet a été mis en service le 18 janvier 2019, le reste des installations devant être mises en service en février et en mars 2019 en même temps que Gulf XPress, projet de Columbia Gulf. Le total des coûts estimatifs du projet MXP a été révisé à la hausse et atteint maintenant 3,2 milliards de dollars US, ce qui s'explique essentiellement par des retards dans l'obtention des autorisations réglementaires de la FERC et d'autres organismes gouvernementaux, par l'accroissement des coûts liés aux travaux de construction donnés en sous-traitance en raison de la demande inhabituelle de ressources de construction dans la région, par la fréquence inhabituellement élevée des conditions météorologiques défavorables pendant la construction et par les modifications apportées aux plans de travail des entrepreneurs afin d'atténuer les retards de construction causés par ce qui précède.

Louisiana XPress

En novembre 2018, nous avons donné notre aval au projet Louisiana XPress, qui doit assurer le lien direct entre l'approvisionnement et les marchés d'exportation de la côte du golfe du Mexique et comprendra la construction de trois nouveaux postes de compression médians le long du réseau de Columbia Gulf. La mise en service est prévue pour 2022 et le coût du projet est estimé à 0,4 milliard de dollars US.

Projet d'accès à Cameron

Le projet d'accès à Cameron, un projet de Columbia Gulf conçu pour assurer le transport d'environ 0,9 PJ/j (0,8 Gpi³/j) de gaz vers le terminal d'exportation de GNL situé à Cameron, en Louisiane, a été mis en service en mars 2018.

Projet WB XPress

Le projet WB XPress, projet de Columbia Gas destiné à assurer le transport d'environ 1,4 PJ/j (1,3 Gpi³/j) de gaz provenant de Marcellus en direction ouest vers la côte du golfe du Mexique et en direction est vers les marchés du centre du littoral de l'Atlantique, est entré en service en octobre 2018 pour ce qui est de sa section Ouest et en novembre 2018 pour ce qui est de sa section Est.

Nixon Ridge

Le 7 juin 2018, un gazoduc de Columbia Gas a subi un bris à Nixon Ridge, dans le comté de Marshall en Virginie-Occidentale. Des mesures d'urgence ont été prises et la section touchée du gazoduc a été rapidement isolée. Cet incident n'a causé aucune blessure et aucun dommage matériel aux structures environnantes. Le gazoduc a été remis en service le 15 juillet 2018. Selon les constatations préliminaires de la PHMSA dans son ordonnance de sécurité proposée, le bris aurait été provoqué par un affaissement du sol. L'enquête se poursuit et nous collaborons pleinement avec la PHMSA pour déterminer la cause profonde de cet incident. Ce bris n'a pas eu une incidence importante sur nos résultats financiers de 2018.

Règlements tarifaires relatifs aux gazoducs aux États-Unis

Depuis le 30 septembre 2018, plusieurs règlements tarifaires ont été conclus avec des clients en réponse aux mesures de la FERC de 2018. À la fin de janvier 2019, des règlements tarifaires relatifs à certains de nos gazoducs et de nos actifs de stockage de gaz naturel réglementés par la FERC ont été approuvés ou acceptés par la FERC. Se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 » pour un complément d'information.

Résiliation de contrats et dépréciation d'actifs de Bison

Au second semestre de 2018, deux clients de Bison ont choisi de régler en totalité le montant résiduel des produits d'exploitation contractuels à venir et de résilier les contrats de transport sous-jacents. Nous avons accepté la résiliation de ces contrats après l'encaissement d'une somme de 97 millions de dollars US en 2018, comptabilisée dans les produits, puisque la résiliation nous dégageait de toute obligation de fournir d'autres services. Devant la tournure des événements et la persistance des conditions défavorables qui ont freiné l'utilisation du gazoduc, nous avons déterminé que la valeur comptable résiduelle de l'actif n'était plus recouvrable et constaté une charge de dépréciation hors trésorerie de 537 millions de dollars US dans notre secteur des gazoducs aux États-Unis. Comme Bison est un actif de TC PipeLines, LP, dans laquelle nous détenons une participation de 25,5 %, la charge de dépréciation a eu une incidence de 140 millions de dollars, après les impôts et les participations sans contrôle, sur notre bénéfice net, mais elle a été exclue du résultat comparable. Nous continuons à explorer d'autres possibilités de transport relativement au gazoduc de Bison. Se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques » pour un complément d'information.

Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora

Au quatrième trimestre de 2018, Tuscarora a mis la dernière main à son approche réglementaire en réponse aux mesures de la FERC de 2018, qui a eu pour effet de réduire ses tarifs avec recours. Dans le cadre du test de dépréciation annuel relatif au gazoduc de Tuscarora, nous avons évalué les produits futurs attendus de celui-ci ainsi que la variation d'autres hypothèses reliées au contexte commercial dans lequel il exerce ses activités. Ce faisant, nous avons tenu compte de l'issue d'un règlement de principe conclu avec les clients en janvier 2019. Par suite de ces décisions, nous avons déterminé que la juste valeur de Tuscarora n'était plus supérieure à sa valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition, et comptabilisé une charge de dépréciation de 59 millions de dollars US dans notre secteur des gazoducs aux États-Unis. Le solde de l'écart d'acquisition lié à Tuscarora au 31 décembre 2018 se situait à 23 millions de dollars US (82 millions de dollars US en 2017). Comme Tuscarora est un actif de TC PipeLines, LP, dans laquelle nous détenons une participation de 25,5 %, la charge de dépréciation a eu une incidence de 15 millions de dollars, après les impôts et les participations sans contrôle, sur notre bénéfice net, mais elle a été exclue du résultat comparable. Se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques » pour un complément d'information.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	2018	2017	2016
Columbia Gas ¹	873	623	269
ANR	508	400	321
TC PipeLines, LP ^{2,3}	138	118	118
Midstream ¹	122	93	40
Columbia Gulf ¹	120	76	25
Great Lakes ^{3,4}	97	64	60
Autres gazoducs aux États-Unis ^{2,3,5}	68	80	71
Participations sans contrôle ⁶	415	359	365
BAIIA comparable	2 341	1 813	1 269
Amortissement	(511)	(453)	(322)
BAII comparable	1 830	1 360	947
Incidence du change	541	410	310
BAII comparable (en dollars CA)	2 371	1 770	1 257
Postes particuliers :			
Dépréciation des actifs de Bison ⁷	(722)	—	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora ⁷	(79)	—	—
Rachat des contrats liant Bison ⁷	130	—	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	(10)	(63)
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	(4)
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	1 700	1 760	1 190

1 Nous avons réalisé l'acquisition de Columbia le 1^{er} juillet 2016. Les résultats représentent notre participation effective dans ces actifs à partir de cette date.

2 Les résultats tiennent compte du bénéfice que tire TC PipeLines, LP de ses participations dans GTN, Great Lakes, Iroquois, Northern Border, Bison, Portland, North Baja et Tuscarora, de même que des frais généraux et frais d'administration liés à TC PipeLines, LP. Les résultats de Northern Border et d'Iroquois tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice de ces actifs. Nous avons acquis une participation additionnelle dans Iroquois de 4,87 % le 31 mars 2016 et une autre, de 0,65 %, le 1^{er} mai 2016. TC PipeLines, LP a acquis une tranche de 49,34 % de notre participation de 50 % dans Iroquois le 1^{er} juin 2017. Le 1^{er} janvier 2016, nous avons vendu à TC PipeLines, LP une participation directe de 49,9 % dans Portland, et la participation résiduelle de 11,81 %, le 1^{er} juin 2017.

3 TC PipeLines, LP émettait périodiquement des titres de capitaux propres au cours du marché qui avaient pour effet de réduire notre participation dans TC PipeLines, LP. L'utilisation de ce programme a été interrompue en mars 2018. Notre participation dans TC PipeLines, LP s'établissait à 25,5 % au 31 décembre 2018, comparativement à 25,7 % et à 26,8 % aux 31 décembre 2017 et 2016, respectivement.

4 Ces données représentent notre participation directe de 53,6 % dans Great Lakes. TC PipeLines, LP détient la participation restante de 46,4 %.

- 5 Ces données comprennent les résultats de notre participation directe dans Crossroads, et dans Iroquois et Portland jusqu'au 1^{er} juin 2017, notre participation effective dans Millennium et Hardy Storage, ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à nos gazoducs aux États-Unis.
- 6 Ces données représentent les résultats attribuables aux tronçons de TC PipeLines, LP, de Portland (jusqu'au 1^{er} juin 2017) et de Columbia Pipeline Partners LP (« CPPL ») (jusqu'au 17 février 2017) qui ne nous appartiennent pas.
- 7 Ces montants ont été comptabilisés dans TC PipeLines, LP. Leur incidence avant les impôts s'établit pour nous à 25,5 %, déduction faite des participations sans contrôle.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a diminué de 60 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017 et avait augmenté de 570 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016. Le bénéfice sectoriel de 2018 comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAII comparable et du résultat comparable :

- une charge de dépréciation d'actifs hors trésorerie de 722 millions de dollars se rapportant à Bison;
- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition hors trésorerie de 79 millions de dollars se rapportant à Tuscarora;
- des paiements de 130 millions de dollars au titre de la résiliation de deux contrats de transport conclus par Bison, qui ont été constatés dans les produits.

Les postes particuliers indiqués ci-dessus sont présentés avant les impôts et avant la réduction pour tenir compte de la participation sans contrôle de 74,5 % dans TC PipeLines, LP.

Le bénéfice sectoriel de 2017 comprenait des coûts de 10 millions de dollars avant les impôts se rapportant principalement aux frais de maintien en poste et aux indemnités de cessation d'emploi engagés par suite de l'acquisition de Columbia. Le bénéfice sectoriel de 2016 comprenait également une perte de 4 millions de dollars avant les impôts liée à la conclusion de la convention de décembre 2015 visant la vente de TC Offshore, qui a eu lieu en mars 2016. Ces montants ont été exclus du calcul du BAII comparable et du résultat comparable.

Les volumes contractuels, les volumes livrés et les tarifs demandés, de même que les coûts de prestation des services, sont autant de facteurs qui influent généralement sur les résultats de nos gazoducs aux États-Unis, ceux-ci comprenant les résultats de Columbia depuis le 1^{er} juillet 2016. Les résultats de Columbia et d'ANR dépendent en outre de l'établissement de contrats et de prix à l'égard de leur capacité de stockage et des ventes de produits de base connexes. Compte tenu de la nature saisonnière des activités, les volumes et les produits liés au transport par pipeline et au stockage de gaz sont habituellement plus élevés pendant les mois d'hiver.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis de 2018 est supérieur de 528 millions de dollars US à celui de 2017. Il s'agit essentiellement de l'effet net des facteurs suivants :

- l'augmentation des résultats tirés des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf mis en service, les ventes contractuelles supplémentaires d'ANR et de Great Lakes, l'amélioration des prix des produits de base et l'augmentation des volumes de débit inscrits par Midstream;
- l'augmentation du résultat attribuable à l'amortissement des passifs réglementaires nets comptabilisés à la fin de 2017, en partie contrebalancée par une réduction de certains tarifs de Columbia Gas par suite de la réforme fiscale aux États-Unis;
- le remboursement de 10 millions de dollars US versé par GTN à ses clients assujettis à des tarifs avec recours conformément au règlement de 2018 de GTN. Se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 » pour en savoir plus à ce sujet.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis de 2017 est supérieur de 544 millions de dollars US à celui de 2016. Il s'agit essentiellement de l'effet net des facteurs suivants :

- l'apport sur un exercice complet des actifs de Columbia acquis en 2016;
- l'augmentation des produits tirés du transport dégagés par ANR en raison de l'approbation par la FERC du règlement tarifaire, entré en vigueur le 1^{er} août 2016.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 58 millions de dollars US en 2018 comparativement à 2017, principalement en raison des nouveaux projets mis en service, et il avait augmenté de 131 millions de dollars US en 2017 comparativement à 2016, principalement en raison de l'acquisition de Columbia et de la hausse du taux d'amortissement d'ANR après le règlement tarifaire entré en vigueur le 1^{er} août 2016.

PERSPECTIVES

Résultat

Le résultat des gazoducs aux États-Unis varie en fonction de la capacité visée par des contrats et des tarifs demandés aux clients. Notre capacité de conclure ou de renégocier des contrats visant la capacité invendue et de vendre la capacité à des tarifs favorables dépend des conditions qui prévalent sur le marché et de facteurs liés à la concurrence, y compris les possibilités offertes à l'utilisateur final par des gazoducs et des sources d'approvisionnement concurrents, auxquels s'ajoutent les conditions générales ayant un effet sur la demande de certains clients ou segments du marché. Le résultat subit aussi le contrecoup des coûts d'exploitation et des autres coûts, qui peuvent être touchés par l'effet des décisions en matière de sécurité, d'environnement et d'autres décisions en matière de réglementation.

Nos gazoducs aux États-Unis font pour la plupart l'objet de contrats d'achat ferme à long terme qui devraient assurer un rendement financier stable et uniforme.

Le bénéfice des gazoducs aux États-Unis devrait être plus élevé en 2019 qu'en 2018 grâce, entre autres, à l'accroissement des produits après l'achèvement en 2018 et en 2019 des projets d'expansion des réseaux de Columbia Gas et de Columbia Gulf. Ces projets procureront à nos clients un meilleur accès à de nouvelles sources d'approvisionnement tout en élargissant leur accès au marché. De plus, nous poursuivons nos expansions à l'échelle de notre empreinte géographique, qui devraient permettre le transport d'une plus grande part de la production de gaz naturel des régions isolées de Marcellus et d'Utica vers des zones de demande.

Nous continuons de chercher des occasions de miser sur ces développements et sur la croissance soutenue des marchés des utilisateurs finals du gaz naturel lorsque nous examinons les modifications touchant leurs activités commerciales, la réglementation et l'exploitation afin de continuer d'optimiser les positions de nos gazoducs pour tirer parti de l'évolution positive des facteurs fondamentaux pour ce qui est des approvisionnements.

ANR est bien positionnée pour continuer de profiter de ses contrats à long terme visant les volumes provenant des gisements de schiste d'Utica et de Marcellus, d'une riche gamme de services de stockage et de transport offerts aux clients du Midwest américain et de ses raccordements à la zone de production de la côte du golfe du Mexique et aux marchés des utilisateurs finals, notamment les exportateurs de GNL. Nous prévoyons que le résultat d'ANR en 2019 sera comparable à celui de 2018.

Nous ne prévoyons pas que les mesures de la FERC de 2018 auront une incidence significative sur les bénéfices et les flux de trésorerie que nous tirons des gazoducs aux États-Unis que nous détenons directement, notamment ceux d'ANR, de Columbia Gas et de Columbia Gulf. En effet, une part considérable de l'ensemble des produits d'exploitation de ces gazoducs sont dégagés en fonction de tarifs sans recours. Comme notre participation dans TC Pipelines, LP se chiffre à 25,5 %, l'effet limité des mesures de la FERC de 2018 sur notre investissement dans cette entreprise ne devrait pas être considérable sur nos bénéfices ou nos flux de trésorerie consolidés. Pour obtenir d'autres renseignements sur l'incidence des mesures de la FERC de 2018 et les documents déposés en réponse à la règle définitive, se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 ».

Dépenses d'investissement

Nous avons engagé des dépenses totalisant 4,4 milliards de dollars US en 2018 dans nos gazoducs aux États-Unis et prévoyons consacrer encore une somme d'environ 1,5 milliard de dollars US en 2019 essentiellement aux coûts d'achèvement des projets d'expansion de Columbia Gas et de Columbia Gulf, aux dépenses d'investissement de maintien d'ANR et de Columbia Gas, qui sont généralement recouvrables par le biais des droits futurs, et au programme de modernisation de Columbia Gas.

Gazoducs – Mexique

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS AU MEXIQUE

Depuis plus de dix ans, il s'opère au Mexique une importante transition, le pays passant de la consommation de mazout et de diesel à l'utilisation du gaz naturel comme première source de carburant pour sa production d'électricité. Par conséquent, la demande croissante de gaz naturel a exigé la mise en place de nouvelles infrastructures gazières. Au Mexique, l'aménagement de grosses infrastructures gazières se fait essentiellement au moyen d'un processus d'appel à la concurrence aux termes duquel les exploitants de gazoducs proposent un flux de rentrées et sorties sur la durée du contrat de 25 ans en fonction de leur estimation des coûts de construction et d'exploitation courants. Les produits tirés de ces contrats de 25 ans, principalement libellés en dollars américains, sont appuyés par la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique. En tant qu'exploitant du gazoduc, nous sommes exposés à un risque en ce qui a trait aux coûts de construction et d'exploitation courants et assujettis à des pénalités, sauf en cas de force majeure.

Nos gazoducs au Mexique sont exploités selon des tarifs, des services et des droits approuvés à l'intention des autres utilisateurs éventuels du gazoduc. Tous les contrats conclus à l'égard de la construction et de l'exploitation des gazoducs au Mexique sont des contrats à taux fixes négociés à long terme prévoyant le recouvrement des coûts afférents à la prestation de services, un remboursement de capital et un rendement sur le capital investi.

FAITS MARQUANTS

Topolobampo

En juin 2018, le gazoduc de Topolobampo a été mis en service. Ce gazoduc d'une longueur de 560 km (348 milles) a une capacité de 720 TJ/j (670 Mpi³/j) et reçoit du gaz naturel de gazoducs en amont situés près d'El Encino, dans l'État de Chihuahua, et l'achemine vers des points de livraison se trouvant le long de son tracé, dont notre gazoduc de Mazatlán situé à El Oro, dans l'État de Sinaloa. Conformément aux dispositions du contrat de transport ayant trait aux événements de force majeure, nous avons commencé à percevoir et à enregistrer des produits à compter de la date de mise en service originale stipulée au contrat, soit juillet 2016.

Sur de Texas

La construction de l'infrastructure extracôtière a été achevée en mai 2018 et le projet avance toujours en vue de sa mise en service prévue au début du deuxième trimestre de 2019. Une convention modifiée conclue avec la CFE reconnaît les événements de force majeure, et les versements de frais fixes de capacité ont commencé le 31 octobre 2018.

Tula et Villa de Reyes

La CFE a approuvé la reconnaissance des événements de force majeure pour ces deux gazoducs, y compris la continuation des paiements de frais fixes de capacité qui nous sont versés depuis le premier trimestre de 2018. La construction du projet Villa de Reyes est en cours et la mise en service du projet est prévue au deuxième semestre de 2019. Le début des travaux de construction du tronçon central du projet Tula a été reporté en raison de l'absence de progrès du côté du Secrétariat de l'Énergie, ministère responsable des consultations avec la population autochtone. L'achèvement du projet est maintenant prévu à la fin de 2020. Nous avons négocié avec la CFE des contrats distincts en vue de la mise en service de certains tronçons des gazoducs Tula et Villa de Reyes dès que du gaz sera prêt à être transporté.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	2018	2017	2016
Topolobampo	172	157	81
Tamazunchale	127	112	105
Mazatlán	78	65	5
Guadalajara	71	68	67
Sur de Texas ¹	16	8	—
Autres	4	(11)	(8)
BAIIA comparable	468	399	250
Amortissement	(75)	(72)	(35)
BAII comparable	393	327	215
Incidence du change	117	99	72
BAII comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)	510	426	287

¹ Représente notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation de 60 % dans la coentreprise que nous avons constituée avec IEnova pour la construction, la détention et l'exploitation du gazoduc Sur de Texas.

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Mexique a augmenté de 84 millions de dollars en 2018 comparativement à 2017 et de 139 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique est supérieur de 69 millions de dollars US en 2018 à celui de 2017, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'accroissement des produits d'exploitation faisant suite aux changements apportés au moment de leur constatation;
- les résultats supplémentaires attribuables à une hausse des tarifs accordés par la CRE;
- la dépréciation de 12 millions de dollars de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans TransGas en 2017, indiquée au poste Autres du tableau ci-dessus;
- la quote-part du bénéfice provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas, au titre duquel une provision pour les fonds utilisés pendant la construction est comptabilisée, déduction faite des intérêts débiteurs sur un prêt intersociétés consenti par TransCanada; les intérêts débiteurs sur le prêt intersociétés sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres, dans le secteur Siège social.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique a été supérieur de 149 millions de dollars US en 2017 à celui de 2016, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- les résultats supplémentaires dégagés par Topolobampo depuis juillet 2016 et par Mazatlán depuis décembre 2016;
- la quote-part du bénéfice provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas, au titre duquel une provision pour les fonds utilisés pendant la construction est comptabilisée, déduction faite des intérêts débiteurs sur un prêt intersociétés consenti par TransCanada, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres, dans le secteur Siège social.

Amortissement

L'amortissement de l'exercice 2018 a été semblable à celui de 2017. Il avait augmenté de 37 millions de dollars US en 2017 par rapport à 2016, ce qui s'expliquait principalement par le début de l'amortissement de Topolobampo et de Mazatlán.

PERSPECTIVES

Résultat

Le résultat des gazoducs au Mexique reflète les contrats à long terme procurant des produits stables, libellés essentiellement en dollars US, qui sont affectés par le coût de prestation des services et incluent la quote-part nous revenant du bénéfice de notre participation effective de 60 % dans le gazoduc Sur de Texas.

Étant donné la nature à long terme des contrats sous-jacents à nos activités, les résultats restent sensiblement les mêmes d'un exercice à l'autre. Les résultats de 2019 devraient être supérieurs à ceux de 2018, en raison surtout de l'apport supplémentaire tiré du gazoduc Sur de Texas, dont la mise en service devrait avoir lieu au début du deuxième trimestre de 2019.

Dépenses d'investissement

Nous avons consacré des dépenses totalisant 0,6 milliard de dollars US en 2018 à nos gazoducs au Mexique et prévoyons d'investir environ 0,3 milliard de dollars US en 2019, somme qui sera consacrée principalement à l'achèvement des gazoducs Sur de Texas et Villa de Reyes.

GAZODUCS – RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques décrits ci-après sont particuliers au secteur des gazoducs. Voir la page 92 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels la société est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques d'exploitation et financiers.

Volumes de production des bassins d'approvisionnement

Le BSOC demeure la principale source d'approvisionnement de nos gazoducs en aval du réseau de NGTL. Le réseau de Columbia et ses raccords dépendent en grande partie de l'approvisionnement venant des Appalaches. Nous continuons de surveiller tous les changements dans les plans de nos clients relatifs à la production de gaz naturel et d'examiner la façon dont ces changements peuvent avoir une incidence sur nos actifs actuels et nos nouveaux calendriers de projet. Les gazoducs se livrent cependant concurrence pour se raccorder aux grands bassins gaziers. Une diminution globale de la production ou l'intensification de la concurrence dans la demande d'approvisionnement pourrait réduire le débit de nos gazoducs reliés et, en conséquence, avoir une incidence négative sur les produits globaux qui en sont tirés. Bien que le BSOC et les Appalaches constituent deux des bassins les plus productifs d'Amérique du Nord et renferment des réserves de gaz naturel considérables, les volumes réellement produits dépendent de nombreuses variables, dont le prix du gaz naturel, la concurrence entre les bassins, les droits visant les gazoducs en aval, la demande à l'intérieur du bassin et la valeur globale des réserves, y compris des liquides.

Accès au marché

Nous faisons concurrence à d'autres gazoducs pour assurer notre part des marchés. La mise en valeur de nouvelles zones d'approvisionnement situées plus près des marchés traditionnels pourrait se traduire par une diminution des débits ou des distances de transport de nos pipelines actuels et une incidence sur les produits. Les nouveaux marchés liés aux installations d'exportation de GNL créées pour accéder à la demande de gaz naturel du monde entier peuvent donner lieu à un accroissement des produits grâce à l'intensification de l'utilisation des installations existantes ou de la demande de nouvelles infrastructures. La compétitivité à long terme de nos réseaux de gazoducs et l'évitement des pipelines de contournement dépendront de notre capacité à nous adapter à l'évolution de l'écoulement pipelinier, ce qui suppose que nous puissions offrir des services de transport de rechange à des prix que le marché juge acceptables.

Concurrence dans les installations nouvelles

Nous devons faire face à la concurrence livrée par d'autres sociétés pipelinaires qui cherchent à investir dans de nouveaux projets d'expansion des réseaux de gazoducs. Cette concurrence pourrait entraîner une diminution du nombre de projets conformes à nos critères d'investissement ou dont le rendement financier global est moins attrayant.

Demande de capacité pipelinère

En définitive, la demande de capacité pipelinère est le facteur déterminant de la vente de services de transport par gazoduc. Elle est fonction de la concurrence entre les sources d'approvisionnement et les marchés à desservir, des fluctuations de l'activité économique, de la variation des conditions météorologiques, de la concurrence livrée par les gazoducs et installations de stockage et du prix des combustibles de remplacement. Le renouvellement des contrats à l'échéance et la possibilité d'exiger et de percevoir des droits compatibles avec les exigences du marché sont liés à la demande globale de services de transport. Toute diminution de la demande à cet égard pourrait influencer à la négative sur nos produits.

Prix des produits de base

La nature cyclique de l'offre et la demande des produits de base et les prix connexes peuvent avoir un effet secondaire sur nos activités, car nos expéditeurs peuvent choisir d'accélérer ou de retarder certains projets. Cela peut influencer sur le moment de la demande de services de transport ou de nouvelles infrastructures de transport du gaz naturel par gazoducs. En outre, la persistance des prix peu élevés pour le gaz naturel pourrait avoir une incidence sur la situation financière de nos expéditeurs et sur leur capacité à répondre à leurs obligations de coûts de services de transport.

Risque lié à la réglementation

Les décisions rendues par les organismes de réglementation et d'autres instances gouvernementales, notamment des changements apportés à la réglementation, peuvent avoir une incidence sur l'approbation, le calendrier, la construction, l'exploitation et le rendement financier de nos gazoducs. Des décisions défavorables ou rendues tardivement peuvent donc également influencer défavorablement sur les coûts de construction, les dates de mise en service, les produits prévus et les occasions de continuer d'investir dans nos gazoducs. Enfin, un organisme de réglementation peut aussi refuser d'autoriser, dans l'immédiat ou à une date ultérieure, le recouvrement d'une partie de nos coûts engagés de façon légitime.

Le processus d'approbation réglementaire des grands projets d'infrastructure, entre autres le temps nécessaire pour rendre une décision, peut être ralenti ou aboutir à une décision défavorable en raison d'actions menées par des groupes d'activistes et de leur influence sur l'opinion publique et sur les politiques gouvernementales relatives à l'expansion de l'infrastructure pipelinière.

Des examens plus minutieux des méthodes d'exploitation par les organismes de réglementation et d'autres organismes d'application de la loi peuvent faire augmenter les coûts d'exploitation ou exiger des dépenses d'investissement additionnelles. Or, l'impossibilité de recouvrer la totalité de ces coûts peut nuire au bénéfice.

Nous nous tenons constamment au courant des faits nouveaux et des décisions en matière de réglementation afin de gérer leur effet possible sur notre secteur des gazoducs. De plus, l'établissement des droits, la planification des installations et la préparation des demandes tarifaires et des règlements négociés ne se font pas sans une collaboration étroite avec nos parties prenantes.

Construction et exploitation

La construction et l'exploitation de nos pipelines permettant d'assurer le transport du gaz de façon sécuritaire et fiable sont essentielles à la réussite de notre entreprise. Toute interruption des activités pipelinières ayant une incidence sur la capacité d'expédition risque de se traduire par une réduction des produits et de porter atteinte à la réputation de l'entreprise ainsi qu'à la confiance des clients et du public à l'égard de nos activités. Pour gérer un tel risque, nous misons sur un personnel hautement qualifié, nous faisons appel à des inspecteurs tiers pendant la construction, nous menons nos activités d'exploitation avec prudence, nous surveillons nos réseaux de gazoducs 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements de capitaux rentables. Nous avons recours à de l'équipement d'inspection pour nous assurer régulièrement de l'intégrité de nos pipelines et pour les réparer ou les remplacer, s'il y a lieu. Par ailleurs, nous étalonnons périodiquement les compteurs afin d'assurer leur exactitude et effectuons de façon continue l'entretien de l'équipement de compression pour en assurer la sécurité et la fiabilité d'exploitation.

Pipelines de liquides

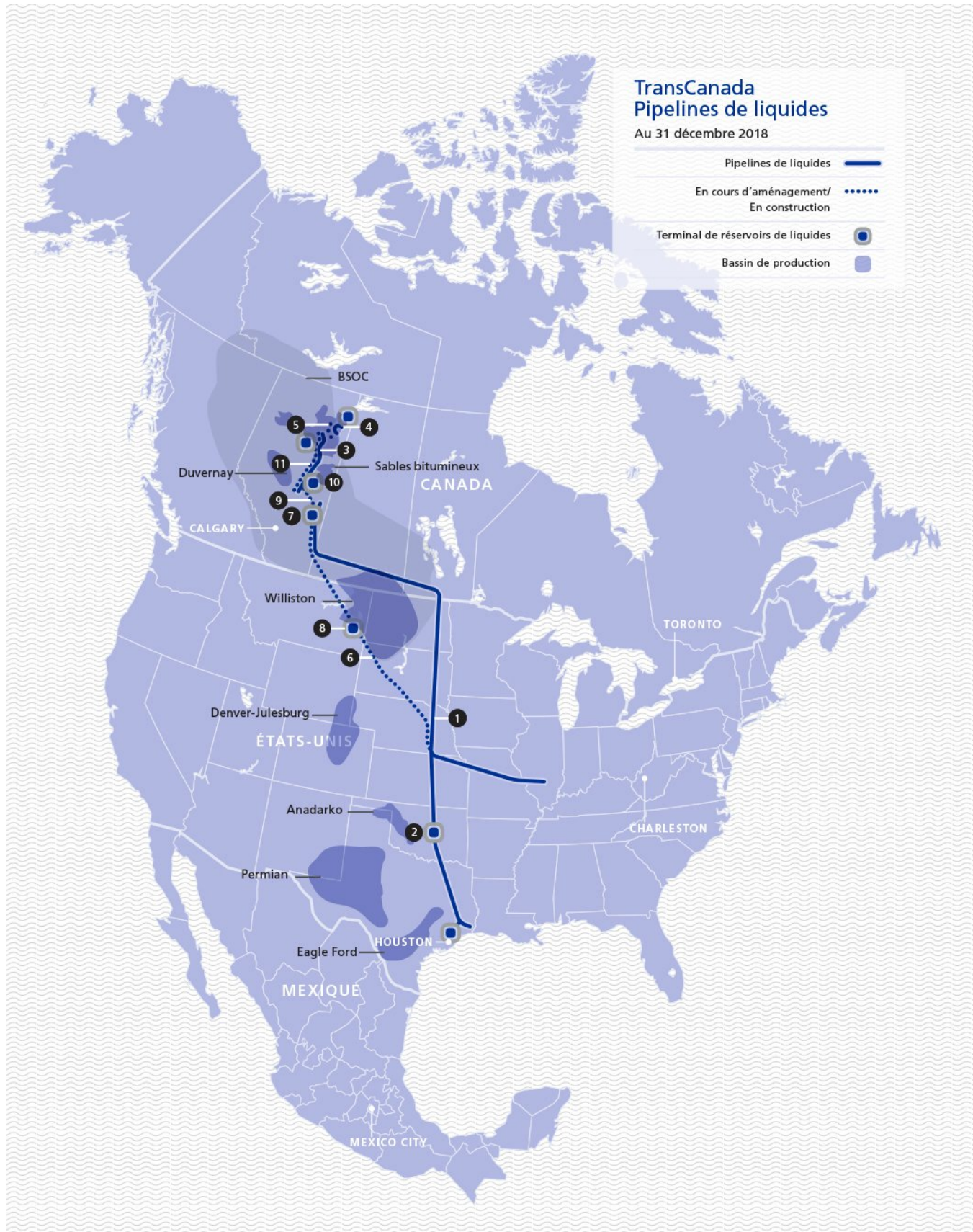
L'infrastructure actuelle de nos pipelines de liquides achemine du pétrole brut de l'Alberta jusqu'aux marchés de raffinage situés en Illinois, en Oklahoma et le long de la côte américaine du golfe du Mexique; elle transporte aussi du pétrole brut américain entre le principal carrefour pétrolier, soit celui de Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique.

Coup d'œil sur la stratégie

- Nous nous concentrons sur l'acquisition d'un approvisionnement croissant de liquides nord-américains et sa livraison aux principaux marchés en agrandissant notre infrastructure de transport de pétrole brut par pipelines afin d'établir un réseau d'acheminement direct et ininterrompu depuis les régions productrices jusqu'au marché.
- Nous maximisons la valeur de nos actifs d'exploitation existants et nous veillons à leur croissance interne.
- Nous positionnons nos activités d'expansion des affaires pour repérer et saisir des occasions intéressantes de croissance interne et d'acquisitions.
- Nous élargissons l'offre de services de transport à d'autres secteurs de la chaîne de valeur des liquides, notamment les services complémentaires comme le stockage à court et à long terme de liquides qui complètent notre infrastructure de transport par pipeline.

Points saillants des résultats

- Lancement de la construction du pipeline White Spruce.
- Obtention d'engagements de la part d'expéditeurs à l'égard de la totalité de la capacité du projet Keystone XL.
- Achèvement de la construction d'installations de stockage de pétrole brut supplémentaires d'une capacité de un million de barils au terminal de Cushing, en Oklahoma.



Nous exploitons ou aménageons les pipelines indiqués ci-dessous :

		Longueur	Description	Participation
Pipelines de liquides				
1	Réseau d'oléoducs Keystone	4 324 km (2 687 milles)	Transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés américains de Wood River et Patoka, en Illinois, de Cushing, en Oklahoma, et de la côte américaine du golfe du Mexique.	100 %
2	Marketlink		Transport de pétrole brut depuis Cushing, en Oklahoma, jusque sur la côte américaine du golfe du Mexique au moyen d'installations comprises dans le réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
3	Grand Rapids	460 km (287 milles)	Transport de pétrole brut depuis la zone de production située au nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, jusqu'au marché de la région d'Edmonton-Heartland, dans la même province.	50 %
4	Northern Courier	90 km (56 milles)	Transport de bitume et de diluant depuis le site minier de Fort Hills Fort McMurray, en Alberta jusqu'au terminal de Suncor Énergie situé au nord de Fort McMurray.	100 %
En cours de construction				
5	White Spruce	72 km (45 milles)	Transport de pétrole brut depuis les installations Horizon appartenant à Canadian Natural Resources Limited, dans le nord-est de l'Alberta, jusqu'au pipeline Grand Rapids.	100 %
En cours d'aménagement				
6	Keystone XL	1 947 km (1 210 milles)	Transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Steele City, au Nebraska, pour accroître la capacité du réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
7	Terminal de Keystone à Hardisty		Terminal pétrolier situé à Hardisty, en Alberta.	100 %
8	Bakken Marketlink		Transport de pétrole brut de la zone productrice du bassin Williston, dans le Dakota du Nord et au Montana, jusqu'à Cushing, en Oklahoma, ainsi qu'à la côte américaine du golfe du Mexique par l'entremise d'installations faisant partie du réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
9	Heartland	200 km (125 milles)	Terminaux et pipeline destinés au transport de pétrole brut depuis la région d'Edmonton-Heartland, en Alberta, jusqu'à Hardisty, également en Alberta.	100 %
10	Terminaux de TC			
11	Grand Rapids, Phase II	460 km (286 milles)	Expansion de Grand Rapids, qui transportera du pétrole brut supplémentaire depuis la zone de production située au nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, jusqu'au marché de la région d'Edmonton/Heartland, dans la même province.	50 %

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES PIPELINES DE LIQUIDES

Notre secteur des pipelines de liquides comprend des pipelines de pétrole brut et d'autres produits. Nous transportons efficacement du pétrole brut tiré de grandes sources d'approvisionnement jusqu'à des marchés de raffinage qui en font divers produits pétroliers, ainsi que des diluants et divers produits de diesel dans le nord de l'Alberta; nous offrons de plus des services complémentaires comme le stockage à court et à long terme de liquides à des terminaux situés à des endroits clés afin de maximiser la valeur de nos actifs pipeliniers.

Nous vendons une capacité de transport par pipelines aux expéditeurs, capacité qui est généralement visée par des contrats à long terme assortis de paiements mensuels fixes qui ne sont pas fonction des livraisons réelles ou du prix des produits de base, ce qui nous permet de dégager des revenus stables sur la durée des contrats. Les modalités de service et les mensualités fixes sont définies dans les contrats négociés avec les expéditeurs; ces contrats prévoient le recouvrement des coûts engagés pour la construction, l'exploitation et l'entretien du réseau. La capacité pipelinrière non visée par des contrats est offerte sur le marché afin de favoriser la conclusion de nouveaux contrats établis mensuellement au comptant, ce qui représente des occasions de produire un résultat supplémentaire. Nous offrons à nos clients des services de stockage à terme de liquides aux terminaux en contrepartie de paiements de frais fixes, qui ne sont pas fonction des volumes de stockage réels ou du prix des produits de base stockés.

Le réseau d'oléoducs Keystone, constituant notre principal actif pipelinier, transporte environ 20 % des exportations de pétrole brut de l'Ouest canadien vers les principaux marchés de raffinage du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique et assure une part importante de la capacité de transport totale actuelle de pétrole brut américain entre Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique. Les pipelines Grand Rapids et Northern Courier, deux oléoducs de transport de liquides en Alberta, procurent aux producteurs des services de transport de pétrole brut, de diluants et de diesel dans le nord de l'Alberta.

Notre secteur des pipelines de liquides offre à notre clientèle toute une gamme de services de commercialisation du pétrole brut comprenant le transport, le stockage et la gestion du pétrole brut passant généralement par l'achat et la vente de volumes physiques. TransCanada Liquids Marketing détient des droits contractuels sur les pipelines de TransCanada et s'affaira à conclure des contrats visant la capacité selon les besoins de tiers détenant eux-mêmes des pipelines et des réservoirs aux terminaux.

Contexte commercial

La demande mondiale de pétrole brut continue de croître malgré la transition progressive vers une utilisation plus efficace des combustibles et les technologies énergétiques plus propres. Cette croissance s'explique essentiellement par la demande grandissante de l'Asie et par l'augmentation de la population mondiale, dont on prévoit qu'elle augmentera de plus de 11 % d'ici 2030. La demande mondiale de pétrole brut devrait passer de 82 millions de b/j en 2017 à 91 millions de b/j en 2030, sous l'effet principalement des secteurs du transport et de l'industrie. Il faudra une capacité de production de pétrole brute supplémentaire considérable pour répondre à cette augmentation prévue d'environ 9,0 millions de b/j de la demande, sans compter que la production doit aussi remplacer les taux de déclin annuel mondiaux, qui se chiffrent à quelque 27 millions de b/j de pétrole brut d'ici 2030.

Pour faire face à la demande combinée supplémentaire de 36 millions de b/j d'ici 2030, il faudra que les prix du brut soient suffisamment solides pour appuyer les investissements constants. L'offre mondiale de pétrole brut appelée à répondre à cette demande vient en grande partie de pays où les réserves de brut sont abondantes, à savoir, principalement, ceux d'Amérique du Nord et du Moyen-Orient. Les prix du brut se sont raffermis depuis la surabondance de l'offre mondiale qui s'observait en 2014, car les efforts de gestion de l'offre déployés essentiellement par l'OPEP et la croissance mondiale de la demande se sont conjugués pour stabiliser les prix et soutenir suffisamment les investissements dans les infrastructures.

Perspective de l'offre et de la demande

Canada

Avec quelque 164 milliards de barils pouvant être techniquement et économiquement récupérés dans les sources classiques et les sables bitumineux de l'Alberta en 2017, le Canada se classe au troisième rang pour ce qui est de l'ampleur de ses réserves de pétrole brut. La production totale de pétrole brut du BSOC en 2018 s'est chiffrée à environ 4,5 millions de b/j et devrait augmenter pour atteindre 5,7 millions de b/j d'ici 2030, pourvu que soient résolues les contraintes limitant actuellement la capacité de transport pipelinier hors de l'Alberta. La production tirée des sables bitumineux constitue la majeure partie de l'offre de brut de l'Ouest canadien, puisqu'elle représente environ 3,3 millions de b/j; c'est une source d'approvisionnement favorable en raison de sa stabilité et de la durée de vie étendue des réserves.

La proximité du Canada avec les États-Unis, le plus grand consommateur de pétrole brut du monde (18 millions de b/j), et la production considérable de brut lourd au Canada revêtent une importance stratégique pour le secteur américain du raffinage. Les marchés de raffinage du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique dépendent largement des importations de brut lourd, qui se chiffrent à environ 5,0 millions de b/j. À l'heure actuelle, le Canada est le plus grand exportateur de pétrole brut aux États-Unis (environ 3,4 millions de b/j). La demande de pétrole brut lourd aux États-Unis est persistante et devrait le rester dans un avenir prévisible. Alors que le Canada, le Venezuela et le Mexique sont les principaux fournisseurs de brut lourd aux États-Unis, la production diminue au Venezuela et au Mexique.

Ensemble, les raffineurs du Midwest américain possèdent une capacité de raffinage d'environ 3,8 millions de b/j et requièrent environ 1,8 million de b/j de pétrole brut lourd pour alimenter leurs raffineries. La côte américaine du golfe du Mexique représente le centre de raffinage régional le plus gros du monde; sa capacité totalise 9,7 millions de b/j, soit plus de la moitié de la capacité de raffinage totale des États-Unis. Elle a importé 3,1 millions de b/j de pétrole brut en 2018 pour répondre à la demande, dont 2,1 millions de b/j de brut lourd. Nombre de raffineurs du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique traitent une grande variété de types de brut, notamment des volumes considérables de brut lourd. Cette souplesse, l'accès à un approvisionnement abondant de gaz naturel à faible coût, la proximité de l'offre de pétrole brut léger et lourd et l'accès facile aux marchés sont autant de facteurs qui ont permis aux raffineries de ces régions d'être les plus rentables du monde.

États-Unis

Les États-Unis sont devenus l'un des plus gros producteurs de pétrole brut du monde : la production américaine a dépassé 11 millions de b/j au quatrième trimestre de 2018, ce qui s'explique par l'importante croissance de la production de pétrole léger de réservoirs étanches. La plus grande partie de la production de pétrole brut américain sur le continent provient des zones de production suivantes : Williston, Eagle Ford, Niobrara et le bassin permien. Le bassin permien est la région la plus importante, puisqu'elle compte pour environ 40 % de la production totale de brut aux États-Unis et est appelée à augmenter de 3,0 millions de b/j d'ici 2030.

Étant donné que la capacité de traitement de pétrole léger actuelle est entièrement utilisée aux États-Unis, le pays exporte la plus grande partie de son pétrole brut léger, ce qui représente actuellement plus de 2,0 millions de b/j. D'ici 2030, les États-Unis devraient exporter quelque 3,0 millions de b/j de pétrole brut.

Priorités stratégiques

Sur le plan stratégique, nous visons essentiellement à fournir des solutions de transport pour relier les régions d'Amérique du Nord où la production est croissante aux principaux carrefours et centres de la demande. Nos réseaux d'oléoducs de l'Alberta et de Keystone formeront une suite ininterrompue de pipelines allant de l'Alberta jusqu'au Midwest américain et à la côte américaine du golfe du Mexique, ce qui positionne stratégiquement TransCanada pour offrir des solutions de transport concurrentielles à l'approvisionnement grandissant de pétrole lourd albertain et de pétrole léger américain de réservoirs étanches.

Nous restons déterminés :

- à agrandir et à exploiter au mieux nos infrastructures actuelles;
- à protéger et à optimiser la valeur de nos actifs actuels;
- à élargir nos services de transport et à les offrir dans des territoires adjacents à ceux où nous sommes déjà présents;
- à saisir et à exploiter les nouvelles occasions d'expansion.

Nous continuons de collaborer avec nos clients de longue date et nos nouveaux clients, à qui nous offrons des services de transport pipelinier et des services aux terminaux. L'emplacement et l'envergure de nos actifs, en se combinant, nous aident à attirer de nouveaux volumes et à prendre de l'expansion.

En 2019, nous nous consacrerons notamment à l'avancement de la construction de Keystone XL, qui fera plus que doubler la capacité du réseau d'oléoducs Keystone et améliorera l'accès à une capacité de raffinage de plus de 4,3 millions de b/j à Houston et à Port Arthur, au Texas. L'élargissement de notre capacité pipelinrière pour englober ces importants marchés devrait augmenter les volumes transportés sur de courtes et de longues distances.

En Alberta, nous continuons de développer et de faire croître notre entreprise provinciale de pipelines de liquides. Le pipeline White Spruce, lorsqu'il sera achevé, acheminera vers Grand Rapids le pétrole brut des installations Horizon de Canadian Natural Resources Limited et étendra notre empreinte dans la région. Lorsque des garanties commerciales supplémentaires seront obtenues, les projets de pipeline Heartland, du terminal de Heartland et du terminal Hardisty, qui ont tous obtenu l'approbation des organismes de réglementation, permettront aux expéditeurs de se relier de manière ininterrompue entre la zone de production de Fort McMurray et le marché.

Devant la croissance accélérée de la production de pétrole léger de réservoirs étanches aux États-Unis et le fait que la demande de pétrole léger est entièrement satisfaite en Amérique du Nord, nous évaluerons les possibilités d'expansion de nos services de transport et d'élargissement de notre plateforme de pipelines pour y inclure des terminaux possédant des capacités de stockage et d'exportation maritime. Nous veillerons également à exploiter au mieux nos actifs actuels et à aménager des projets pour atteindre les régions où la croissance émerge, comme celles de Williston, de Niobrara et du bassin permien.

Nous sommes d'avis que notre secteur des pipelines de liquides est bien positionné pour résister à l'impact des fluctuations à court terme des prix des produits de base et réagir aux mouvements de l'offre et de la demande. Nos activités actuelles et nos projets d'aménagement sont visés par des contrats à long terme aux termes desquels nous avons convenu de fournir la capacité pipelinière à nos clients en contrepartie de paiements mensuels fixes, qui ne varient pas en fonction du débit de production ou des prix des produits de base. La nature cyclique des prix des produits de base peut cependant jouer sur le rythme de l'expansion des activités de nos clients expéditeurs. Cela peut influencer sur la croissance du nombre de projets en cours dans notre secteur, la valeur de nos services à mesure que les contrats viennent à échéance et le moment de la demande de services de transport ou de nouvelles infrastructures pipelinières.

Nous surveillons étroitement le marché à la recherche d'acquisitions d'actifs stratégiques afin d'améliorer la connectivité de notre réseau ou d'étendre notre empreinte en Amérique du Nord. Nous préconisons toujours une approche rigoureuse et nous positionnerons stratégiquement nos activités d'expansion des affaires afin de saisir les occasions qui se présenteront.

FAITS MARQUANTS

Réseau d'oléoducs Keystone

En 2018, nous avons clôturé avec succès les invitations à soumissionner visant l'oléoduc Marketlink ayant servi à conclure des contrats supplémentaires à l'appui de celui-ci.

Nous poursuivons l'expansion de nos terminaux, qui font partie intégrante de nos activités, en nous affairant à l'achèvement d'installations de stockage supplémentaire de un million de barils à Cushing, en Oklahoma, en 2018.

Keystone XL

Nous avons obtenu du soutien commercial relativement à la totalité de la capacité du projet Keystone XL, et certains travaux préalables à la construction sont commencés.

En novembre 2017, la PSC du Nebraska a approuvé un tracé pour le projet Keystone XL à travers l'État. La Cour suprême du Nebraska a accepté d'entendre l'appel concernant l'approbation, par la PSC du Nebraska, du tracé du réseau, au sujet duquel les plaidoiries ont été entendues en novembre 2018. Nous nous attendons à ce que la Cour suprême du Nebraska, l'arbitre final, rende sa décision au premier trimestre de 2019.

Le permis présidentiel concernant Keystone XL (le « permis présidentiel »), délivré en 2017, a été contesté dans le cadre de deux poursuites distinctes intentées au Montana. Collectivement avec le Département de la justice des États-Unis, nous avons participé activement à ces poursuites pour défendre tant la délivrance du permis que les évaluations environnementales exhaustives à l'appui des démarches du président américain. Les plaidoiries portant sur le bien-fondé de ces poursuites ont été entendues au deuxième trimestre de 2018.

Au troisième trimestre de 2018, la Cour de district du Montana a rendu une ordonnance partielle exigeant que le Département de la justice et le Département d'État (ensemble, les « défenseurs fédéraux ») préparent un énoncé supplémentaire de l'impact environnemental pour compléter l'énoncé supplémentaire définitif de l'impact environnemental de 2014.

Au quatrième trimestre de 2018, le juge de la Cour de district du Montana a déclaré non valide le permis présidentiel et a frappé le projet Keystone XL d'une injonction partielle. Nous avons déposé une demande auprès de la Cour de district des États-Unis pour obtenir un sursis quant aux diverses décisions relatives à la délivrance du permis présidentiel et aux vastes évaluations environnementales menées à l'appui de ce permis. La demande de sursis a été entendue le 14 janvier 2019, et nous attendons une décision. Nous avons l'intention de demander un sursis à l'égard de ces décisions auprès de la Cour d'appel du Neuvième District. Nous prévoyons de commencer la construction du projet Keystone XL en 2019, mais nos plans dépendront du calendrier et de l'issue de notre appel et de la procédure de sursis.

En septembre 2018, deux communautés autochtones des États-Unis ont intenté une poursuite au Montana pour contester le permis présidentiel. Nous avons obtenu le statut d'intervenant dans ces poursuites. Les dates ont été fixées pour les exposés, mais aucun autre développement n'a encore eu lieu.

La Public Utilities Commission (« PUC ») du Dakota du Sud a délivré le permis relatif au projet Keystone XL en juin 2010 et l'a certifié en janvier 2016. Un appel de cette certification a été rejeté en juin 2017, et cette décision a ensuite été contestée devant la Cour suprême du Dakota du Sud. En juin 2018, la Cour suprême a rejeté l'appel contestant la certification du permis concernant le projet Keystone XL, indiquant que le tribunal inférieur n'avait pas la compétence nécessaire pour entendre l'affaire. Cette décision est finale puisque l'arrêt de la Cour suprême ne peut être porté en appel.

White Spruce

En février 2018, l'AER a délivré le permis de construction, au coût de 200 millions de dollars, du pipeline White Spruce qui transportera du pétrole brut des installations Horizon de Canadian Natural Resources Limited situées dans le nord-est de l'Alberta jusqu'au réseau de pipelines Grand Rapids. Les travaux de construction ont commencé et la mise en service est prévue au deuxième trimestre de 2019.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Réseau d'oléoducs Keystone	1 443	1 283	1 155
Pipelines en Alberta	160	33	—
Commercialisation des liquides et autres	246	32	(3)
BAIIA comparable	1 849	1 348	1 152
Amortissement	(341)	(309)	(292)
BAII comparable	1 508	1 039	860
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation d'Énergie Est	—	(1 256)	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	(34)	(52)
Activités de gestion des risques	71	—	(2)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 579	(251)	806
BAII comparable libellé comme suit :			
Dollars CA	370	255	223
Dollars US	876	604	482
Incidence du change	262	180	155
BAII comparable	1 508	1 039	860

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a augmenté de 1 830 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017; il avait diminué de 1 057 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016. La perte sectorielle de 2017 comprenait les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAII comparable et du résultat comparable :

- une charge de dépréciation de 1 256 millions de dollars avant les impôts relativement au pipeline Énergie Est et à des projets connexes;
- des coûts de 34 millions de dollars, avant les impôts (52 millions de dollars en 2016), liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, qui avaient été comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet.

Le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) comprend également des gains et des pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides. Ces montants ont été exclus du calcul du BAII comparable. Le reliquat du bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides, déduction faite des postes particuliers susmentionnés, équivaut au BAII comparable.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides a été supérieur de 501 millions de dollars en 2018 à celui de 2017. La hausse est principalement attribuable à l'incidence des éléments suivants :

- l'augmentation des volumes contractuels et non contractuels sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- l'apport plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides du fait de l'accroissement des marges et des volumes;
- l'apport supplémentaire des nouveaux pipelines albertains Grand Rapids et Northern Courier, dont l'exploitation a commencé au deuxième semestre de 2017;
- la diminution des coûts liés à l'expansion des affaires du fait de la capitalisation des dépenses consacrées à Keystone XL en 2018.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides a été supérieur de 196 millions de dollars en 2017 à celui de 2016. La hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation des volumes non liés à des contrats sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- l'apport plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides du fait de l'accroissement des marges et des volumes;
- l'apport des nouveaux pipelines albertains Grand Rapids et Northern Courier, dont l'exploitation a commencé au deuxième semestre de 2017;
- l'intensification des activités d'expansion des affaires, dont la progression du projet Keystone XL à l'égard duquel les coûts ont été passés en charges;

- l'affaiblissement du dollar américain, qui a eu une incidence négative sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

Amortissement

L'amortissement de 2018 a été supérieur de 32 millions de dollars à celui de 2017, principalement en raison de la mise en service de nouvelles installations. L'amortissement a augmenté de 17 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016 en raison de la mise en service de nouvelles installations, en partie contrebalancée par l'effet de l'affaiblissement du dollar américain.

PERSPECTIVES

Résultat

Le résultat du secteur des pipelines de liquides en 2019 devrait être semblable au résultat de 2018, en raison principalement des importants contrats d'achat ferme et de la forte demande persistante à l'égard de la capacité de nos actifs. Nos activités de marketing des liquides nous permettront de maintenir l'utilisation de la capacité des actifs de TransCanada au même niveau, en 2019, qu'en 2018 et devraient donc dégager des résultats semblables en 2019.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement engagées à l'égard de nos pipelines de liquides ont totalisé 0,6 milliard de dollars en 2018, et nous comptons y affecter environ 0,6 milliard de dollars en 2019, somme que nous consacrerons principalement à l'avancement de Keystone XL et à la construction du pipeline White Spruce. Une partie des dépenses de 2019 visant l'avancement de Keystone XL sont recouvrables, dans certaines circonstances, auprès des expéditeurs.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur des pipelines de liquides. Voir la page 92 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels TransCanada est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques d'exploitation et financiers.

Construction et exploitation

La construction et l'exploitation de nos pipelines de liquides permettant d'assurer des services de transport sécuritaires et fiables, de même que l'optimisation et le maintien de leur capacité disponible, sont essentiels au succès du secteur. Toute interruption des activités pipelinières a une incidence sur la capacité d'expédition et risque de se traduire par une réduction des produits tirés des paiements fixes et des occasions de vente de volumes au comptant. Pour gérer un tel risque, nous investissons dans un personnel hautement qualifié, nous menons nos activités d'exploitation avec prudence, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements de capitaux rentables. Nous avons recours à de l'équipement d'inspection interne pour vérifier régulièrement l'intégrité de nos pipelines et pour les réparer s'il y a lieu.

Bien que la majeure partie des coûts de l'exploitation des pipelines de liquides soit imputée à nos expéditeurs, une partie de notre volume est transportée conformément à une structure tarifaire fixe globale qui nous expose aux fluctuations des coûts, lesquelles peuvent avoir une incidence défavorable sur notre résultat.

Réglementation

Les décisions rendues par les organismes de réglementation du Canada et des États-Unis peuvent avoir une incidence considérable sur l'approbation, la construction, l'exploitation et la performance commerciale et financière de nos pipelines de liquides. L'opinion publique sur la mise en valeur et la production de pétrole, en particulier au vu des préoccupations qui entourent les changements climatiques, peut également avoir une incidence sur le processus de réglementation. Parallèlement, des particuliers et des groupes de défense de l'intérêt public s'opposent à la construction de pipelines de liquides en exprimant leur désaccord face à la production de pipelines de liquides. Le fait de modifier les exigences en matière d'environnement ou de réviser le processus de réglementation actuel peut avoir une incidence défavorable sur le moment de l'obtention des permis pour nos pipelines de liquides ou la possibilité de les obtenir. Pour gérer ces risques, nous nous tenons constamment au courant des faits nouveaux et des décisions en matière de réglementation et d'affaires gouvernementales afin de déterminer leur effet possible sur notre secteur de pipelines de liquides et nous travaillons en collaboration étroite avec nos parties prenantes à l'aménagement et à l'exploitation de nos actifs.

Approvisionnement en pétrole brut et demande de capacité pipelinère

Un recul de la demande de produits pétroliers raffinés pourrait avoir un effet négatif sur le prix que touchent les producteurs de pétrole brut pour leur produit. Un resserrement persistant des prix du pétrole brut pourrait par ailleurs inciter les producteurs de brut à réduire leurs investissements dans la mise en valeur des sources de pétrole. Ces facteurs, selon leur gravité, pourraient avoir des répercussions négatives sur les possibilités d'expansion de notre infrastructure de transport de liquides et, à long terme, sur le renouvellement des contrats conclus avec les expéditeurs, à mesure que les contrats actuels arriveront à échéance.

Concurrence

Nous déployons des efforts continus à l'égard de notre position concurrentielle sur le marché nord-américain du transport des liquides, plus particulièrement pour relier les approvisionnements croissants de pétrole brut et de diluants entre les régions productrices et les marchés de raffinage et d'exportation d'Amérique du Nord. Nous faisons face aussi à la concurrence d'autres sociétés du secteur intermédiaire qui cherchent également à transporter ces approvisionnements de pétrole brut et de diluants jusqu'aux mêmes marchés. Notre succès dépend ainsi de notre capacité d'offrir des services de transport et de conclure des contrats de transport dont les modalités sont concurrentielles.

Commercialisation des liquides

Notre entreprise de commercialisation des liquides offre à notre clientèle toute une gamme de services de commercialisation du pétrole brut comprenant le transport, le stockage et la gestion de pétrole brut passant généralement par l'achat et la vente de volumes physiques. L'évolution des conditions de marché pourrait avoir une incidence négative sur la valeur de ces contrats de location de capacité sous-jacents. La disponibilité d'autres réseaux de canalisations pouvant livrer des liquides dans les mêmes régions peut également affecter la valeur des contrats. L'entreprise de commercialisation des liquides se conforme à nos politiques en matière de gestion de risques décrites à la rubrique « Autres renseignements – Risques d'entreprise ».

Énergie

Dans le secteur de l'énergie, nous détenons des actifs de production d'électricité et des actifs de stockage de gaz naturel non réglementés.

Les actifs de production d'électricité que nous détenons ou que nous aménageons représentent actuellement, au total, une capacité de production d'électricité d'environ 6 600 MW. Ils sont situés en Alberta, en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Arizona et sont alimentés au gaz naturel et à l'énergie nucléaire. La majorité de ces actifs sont visés par des contrats à long terme.

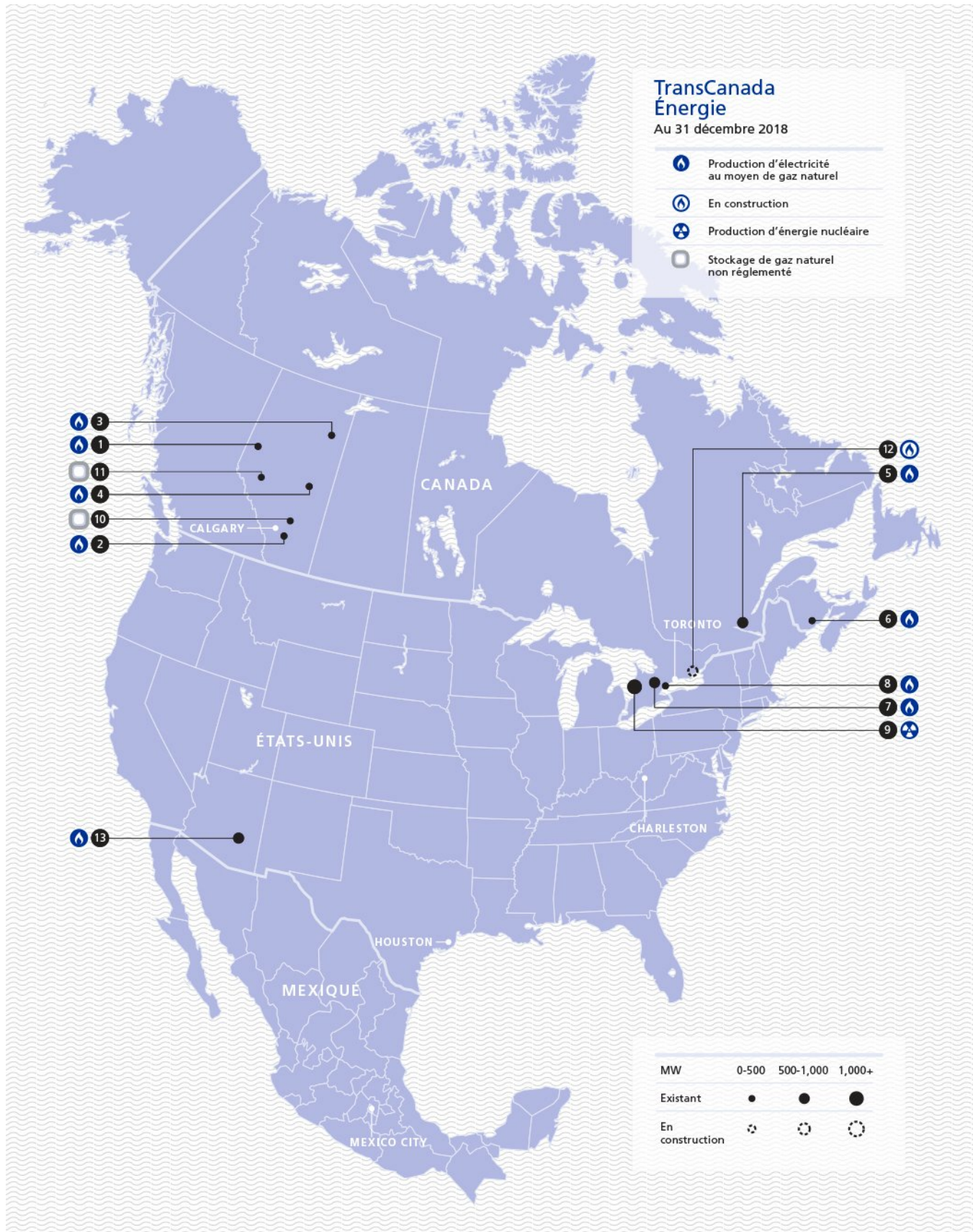
Nous détenons et exploitons environ 118 Gpi³ de stockage de gaz naturel non réglementé en Alberta et détenons des contrats avec des tiers pour du stockage supplémentaire, représentant près du tiers de la capacité totale albertaine.

Coup d'œil sur la stratégie

- Nous souhaitons maximiser la valeur de notre portefeuille d'actifs de production d'énergie par l'entremise d'opérations sûres et optimales.
- Nous comptons concrétiser méthodiquement notre programme d'investissement.
- Nous voulons poursuivre la croissance de nos infrastructures de production d'électricité vendue en vertu de contrats en ciblant principalement nos principaux marchés, soit l'Alberta et l'Ontario.

Points saillants des résultats

- Avancement du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power, la vérification par la SIERE de l'estimation définitive du coût et de l'échéancier du remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 6 étant terminée; l'arrêt d'exploitation pour le RCP du réacteur 6 est prévu pour le début de 2020.
- Réalisation de la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne.
- Conclusion d'une entente visant la vente de notre centrale de Coolidge pour environ 465 millions de dollars US.
- Monétisation des contrats d'électricité au détail du nord-est des États-Unis dans le cadre de la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité dans cette région.
- Quasi-achèvement de la construction de la centrale alimentée au gaz naturel située à Napanee, dont la mise en service devrait avoir lieu au deuxième trimestre de 2019.



Nous sommes l'exploitant de tous nos actifs énergétiques, à l'exception de Bruce Power et de Portlands Energy.

Capacité de production (MW)	Type de combustible	Description	Participation	
Installations de production énergétique Capacité de production de 6 615 MW (y compris les installations en cours de construction et l'actif destiné à la vente)				
Installations énergétiques de l'Ouest Capacité de production de 1 023 MW en Alberta et en Arizona (y compris l'actif destiné à la vente)				
1	Bear Creek	100 gaz naturel	Centrale de cogénération située à Grande Prairie, en Alberta.	100 %
2	Carseland	95 gaz naturel	Centrale de cogénération située à Carseland, en Alberta.	100 %
3	Mackay River	207 gaz naturel	Centrale de cogénération située à Fort McMurray, en Alberta.	100 %
4	Redwater	46 gaz naturel	Centrale de cogénération située à Redwater, en Alberta.	100 %
Installations énergétiques de l'Est Capacité de production de 2 498 MW (y compris les installations en cours de construction)				
5	Bécancour	550 gaz naturel	Centrale de cogénération située à Trois-Rivières, au Québec. L'électricité est vendue aux termes d'une CAE de 20 ans, expirant en 2026 et conclue avec Hydro-Québec. La vapeur est vendue à un client industriel. La production d'électricité est suspendue depuis 2008. Nous continuons de recevoir des paiements pour la capacité pendant que la production est suspendue.	100 %
6	Grandview	90 gaz naturel	Centrale de cogénération située à Saint John, au Nouveau-Brunswick. L'électricité est vendue aux termes d'un contrat d'achat ferme de 20 ans expirant en 2024. Le contrat vise la totalité de la chaleur et de l'électricité produites et a été conclu avec Irving Oil.	100 %
7	Halton Hills	683 gaz naturel	Centrale à cycle combiné située à Halton Hills, en Ontario. L'électricité est vendue aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans, expirant en 2030 et conclu avec la SIERE.	100 %
8	Portlands Energy	275 ¹ gaz naturel	Centrale à cycle combiné située à Toronto, en Ontario. L'électricité est vendue aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans, expirant en 2029 et conclu avec la SIERE.	50 %
Bruce Power Capacité de production de 3 094 MW				
9	Bruce Power	3 094 ¹ énergie nucléaire	Huit réacteurs en exploitation situés à Tiverton, en Ontario. Bruce Power loue les huit réacteurs nucléaires de l'OEO.	48,3 %
Installations de stockage de gaz naturel non réglementées Capacité de stockage de 118 Gpi ³				
10	Crossfield	68 Gpi ³	Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près de Crossfield, en Alberta.	100 %
11	Edson	50 Gpi ³	Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près d'Edson, en Alberta.	100 %
En cours de construction				
12	Napanee	900 gaz naturel	Centrale à cycle combiné située dans le Grand Napanee, en Ontario. L'électricité est vendue aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans conclu avec la SIERE, qui expire 20 ans après la mise en service de la centrale, qui est prévue pour le deuxième trimestre de 2019.	100 %
Actif destiné à la vente				
13	Centrale de Coolidge	575 gaz naturel	Centrale électrique de pointe à cycle simple située à Coolidge, en Arizona. L'électricité est vendue aux termes d'une CAE de 20 ans expirant en 2031 et conclue avec Salt River Project Agricultural Improvement and Power District.	100 %

¹ Notre quote-part de la capacité de production.

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DE L'ÉNERGIE

Le secteur de l'énergie compte deux groupes :

- les installations de production énergétique;
- le stockage de gaz naturel (au Canada, non réglementé).

Installations de production énergétique

Installations énergétiques de l'Ouest

Nous détenons une capacité de production d'électricité d'environ 1 000 MW par le truchement de quatre centrales de cogénération alimentées au gaz naturel en Alberta et de Coolidge, une centrale électrique de pointe alimentée au gaz naturel en Arizona. Bien que nous ayons conclu une entente visant la vente de notre centrale de Coolidge, les résultats de cette dernière resteront inclus dans le BAIIA comparable jusqu'à ce que la vente ait été menée à bien.

L'exécution disciplinée de la stratégie d'exploitation est essentielle à la maximisation des produits de nos centrales de cogénération dans l'Ouest canadien. L'exploitation optimale de la centrale de Coolidge est également essentielle au résultat tiré de celle-ci, les produits y étant fonction de la capacité disponible et du rendement.

Le groupe chargé de la commercialisation vend l'électricité des installations de cogénération situées en Alberta qui ne fait pas l'objet de contrats, en plus d'acheter et de vendre de l'électricité et du gaz naturel pour maximiser le résultat de ces actifs. Pour réduire le risque lié à l'électricité non liée à des contrats, nous vendons une partie de notre électricité sur les marchés à terme lorsqu'il est possible d'obtenir des modalités contractuelles acceptables. Nous conservons une partie de notre électricité afin de la vendre sur le marché au comptant ou au moyen de contrats à court terme. Ainsi, nous pouvons nous assurer de disposer d'un approvisionnement suffisant pour nous acquitter de nos engagements de vente en cas d'arrêt d'exploitation imprévu et nous avons l'occasion d'accroître le résultat pendant les périodes où les prix au comptant sont élevés.

Le gouvernement de l'Alberta s'est doté d'un processus d'approvisionnement en énergie renouvelable additionnelle pour les années à venir, comportant l'ajout, en 2021, d'un marché de la capacité au marché actuel albertain uniquement axé sur l'énergie. Nous continuons de suivre les discussions sur le marché de l'électricité en Alberta entre les acteurs du secteur et le gouvernement, et d'y participer, afin de déterminer l'incidence de ces changements sur nos installations de cogénération et les occasions de croissance éventuelle.

Installations énergétiques de l'Est

Nous détenons ou sommes en train de construire des installations dont la capacité de production s'élève à environ 2 500 MW dans l'est du Canada, exclusion faite de Bruce Power. Toute l'électricité produite par les actifs des installations énergétiques de l'Est est vendue aux termes de contrats à long terme.

Une discipline d'entretien et d'exploitation optimale des centrales est essentielle au résultat de nos actifs situés dans l'Est du Canada, où le résultat dépend de la capacité disponible et du rendement des centrales.

La SIERE a entrepris de réformer le marché de gros de l'électricité de l'Ontario afin d'en améliorer l'efficacité et d'instaurer un marché susceptible d'accroître la capacité, son objectif étant d'obtenir les premiers engagements en 2024. Le nouveau marché visant l'accroissement de la capacité devrait inciter les exploitants dont les installations de production arrivent en fin de contrat à rester sur le marché et à fournir une capacité de production supplémentaire de façon à respecter les besoins de suffisance de la province. Nous continuons de surveiller les développements de cette réforme du marché ontarien et de participer aux processus de mobilisation du secteur afin d'en cerner les répercussions sur nos actifs en Ontario et les éventuelles occasions de croissance.

Bruce Power

Bruce Power est une centrale nucléaire située près de Tiverton, en Ontario, qui compte huit réacteurs d'une capacité combinée d'environ 6 400 MW. L'OEO loue les installations à Bruce Power, qui les rendra à l'OEO à la fin du bail aux fins de démantèlement. Nous détenons une participation de 48,3 % dans Bruce Power.

Les résultats de Bruce Power varient surtout en raison de la fréquence, de la portée et de la durée des arrêts d'exploitation prévus et imprévus. De plus, Bruce Power commercialise et négocie de l'électricité en Ontario et dans les territoires de compétence limitrophes; ces activités sont assujetties à de stricts contrôles.

Aux termes d'une entente à long terme conclue avec la SIERE, Bruce Power a entrepris une série d'investissements en vue de prolonger la durée de vie utile de ses installations jusqu'en 2064. Cette entente constitue une prorogation et une modification importante de l'entente conclue antérieurement qui ont donné lieu à la remise à neuf des réacteurs 1 et 2 de ce site. Selon les modalités de l'entente modifiée, qui a pris effet en janvier 2016, Bruce Power a commencé à investir dans des travaux

d'allongement du cycle de vie des réacteurs 3 à 8 conformément aux programmes de remise à neuf à long terme. Les investissements dans le programme de gestion d'actifs doivent se traduire par un prolongement à court terme de la durée de vie utile des installations jusqu'aux arrêts majeurs prévus pour remise à neuf et par la suite. Le programme de RCP comprend des travaux visant le remplacement de composantes clés limitant la durée de vie des réacteurs. Le programme de gestion d'actifs comprend pour sa part la remise à neuf ou le remplacement ponctuels des systèmes, structures ou composantes qui n'entrent pas dans le champ d'intervention du programme de RCP.

Le programme de RCP du réacteur 6 a été vérifié par la SIERE; la mise à l'arrêt devrait se faire au début de 2020, la fin des travaux étant prévue pour la fin de 2023. Les investissements dans le programme de RCP des cinq autres réacteurs devraient se poursuivre jusqu'en 2033. Les investissements futurs dans le remplacement de composantes principales feront l'objet de décisions distinctes pour chaque réacteur, avec des portes de sortie prédéterminées pour Bruce Power et la SIERE.

Conformément à l'entente d'allongement du cycle de vie et de remise à neuf, Bruce Power reçoit pour l'ensemble de ses réacteurs un prix contractuel uniforme qui comprend certains éléments transférables comme le recouvrement des coûts du combustible et des frais de location. Le contrat prévoit par ailleurs un paiement si la SIERE demande une réduction de la production de Bruce Power pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité ou pour composer avec d'autres conditions d'exploitation du réseau électrique de l'Ontario. Le montant de la réduction est considéré comme une « production réputée » pour laquelle Bruce Power reçoit le prix contractuel.

Le prix contractuel peut être ajusté pour tenir compte du remboursement et du rendement du capital investi de Bruce Power aux termes des programmes d'investissement de gestion d'actifs et de RCP. D'autres ajustements de prix pourront aussi être effectués afin d'assurer un meilleur appariement des produits et des coûts à long terme. Comme le prévoit l'entente modifiée, Bruce Power doit aussi partager avec la SIERE les efficacités de coûts opérationnelles réalisées lorsque le rendement est supérieur au rendement prévu. Les efficacités en question font l'objet d'un examen tous les trois ans et sont versées mensuellement sur la période de trois ans subséquente. Pour la période allant de 2016 à 2018, la somme totale qui devra être versée à la SIERE se chiffre à environ 200 millions de dollars. Notre quote-part de 48,3 % se chiffre à environ 100 millions de dollars.

Stockage de gaz naturel

Nous détenons et exploitons une capacité de stockage de gaz naturel non réglementée de 118 Gpi³ en Alberta. Il s'agit d'activités de stockage de gaz naturel qui sont indépendantes de celles de nos activités de transport et de stockage de gaz naturel réglementées. Nous détenons également un contrat de capacité de stockage supplémentaire en Alberta conclu avec un tiers.

Le secteur du stockage de gaz naturel contribue à assurer l'équilibre entre l'offre et la demande saisonnières et à court terme, en plus d'ajouter de la souplesse au chapitre de la livraison de gaz aux marchés albertains et dans le reste de l'Amérique du Nord. Il n'est pas rare que la volatilité du marché permette des opérations d'arbitrage, et nos installations de stockage de gaz naturel permettent également aux clients de profiter de la valeur découlant de tels mouvements des prix à court terme. L'entreprise de stockage de gaz naturel est soumise aux fluctuations attribuables aux écarts des prix saisonniers du gaz naturel, qui sont habituellement fonction de la différence entre les prix pratiqués l'été, saison traditionnelle d'injection, et ceux pratiqués l'hiver, saison traditionnelle de retrait. En outre, les activités peuvent être touchées par des restrictions sur les gazoducs en Alberta, qui limitent notre capacité à profiter des écarts de prix.

Notre secteur du stockage de gaz naturel a conclu des ententes avec des tiers, habituellement des participants au marché de l'Alberta et aux marchés gaziers qui y sont interconnectés, qui prévoient un tarif fixe pour la prestation de services de stockage de gaz à court, moyen et long terme.

Nous concluons également des transactions liées au stockage de gaz naturel exclusif qui comprennent l'achat à terme de notre propre gaz naturel pour injection dans les installations de stockage, associé à une vente à terme en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, habituellement pendant la saison de retrait en hiver. L'appariement des volumes des achats et des ventes nous permet de garantir des marges positives futures, ce qui élimine notre exposition aux écarts des prix du gaz naturel.

FAITS MARQUANTS

Installations de production énergétique

Cartier Énergie éolienne

En octobre 2018, nous avons réalisé la vente, à Innergex Renewable Energy Inc., de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne au Québec pour un produit brut d'environ 630 millions de dollars, avant les ajustements de clôture, qui a donné lieu à un gain de 170 millions de dollars (143 millions de dollars après les impôts).

Centrale de Coolidge

Le 14 décembre 2018, nous avons conclu une entente visant la vente de notre centrale de Coolidge, située en Arizona, à SWG Coolidge Holdings, LLC, pour la somme d'environ 465 millions de dollars US, sous réserve du moment de la clôture et des ajustements y afférents. Salt River Project Agriculture Improvement and Power District, la contrepartie à la CAE, a exercé en janvier 2019 son droit contractuel de premier refus quant à la vente à un tiers. La vente donnera lieu à un gain estimatif de 65 millions de dollars approximativement (50 millions de dollars après les impôts), qui sera comptabilisé à la clôture de la transaction de vente, qui devrait avoir lieu au milieu de 2019.

Bruce Power – Allongement du cycle de vie

En septembre 2018, Bruce Power a soumis à la SIERE son estimation définitive du coût et de l'échéancier (base d'estimation) du programme de RCP du réacteur 6. La SIERE a vérifié la base d'estimation, et le programme de RCP du réacteur 6 devrait commencer au début de 2020, les travaux devant se terminer vers la fin de 2023.

Nos estimations du coût des projets inclus dans notre programme d'investissement afin de rendre compte de nos investissements prévus d'environ 2,2 milliards de dollars (en dollars non indexés) dans le programme de RCP du réacteur 6 et le programme de gestion d'actifs de Bruce Power jusqu'en 2023 ainsi que d'environ 6,0 milliards de dollars (en dollars de 2018) dans le programme de RCP des cinq autres réacteurs et le reste du programme de gestion d'actifs après 2023. Les investissements futurs dans le RCP feront l'objet de décisions distinctes pour chaque réacteur, avec des portes de sortie prédéterminées pour Bruce Power et la SIERE.

Le prix contractuel actuel d'environ 68 \$ le MWh pour Bruce Power devrait augmenter pour se chiffrer à environ 75 \$ à compter du 1^{er} avril 2019, pour tenir compte du capital qui sera investi dans le cadre du programme de RCP du réacteur 6 et du programme de gestion d'actifs, ainsi que des ajustements normaux liés à l'inflation annuelle.

Réglementation sur les émissions de gaz à effet de serre en Ontario

Le gouvernement de l'Ontario a annulé le programme provincial de plafonnement et d'échange en date du 3 juillet 2018. La réglementation concernée, promulguée le 1^{er} juillet 2016, imposait pour l'ensemble de la province une limite aux émissions de gaz à effet de serre annuelles à compter du 1^{er} janvier 2017 et créait un marché pour administrer l'achat et l'échange des quotas d'émissions. L'annulation de cette réglementation n'a pas eu d'incidence importante sur notre secteur de l'énergie.

En juin 2018, le gouvernement du Canada a promulgué la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*, qui impose aux centrales d'électricité alimentées au gaz naturel certaines redevances établies en fonction des émissions annuelles. Pour les installations dont les émissions annuelles sont supérieures à 50 000 tonnes d'équivalent CO₂, un système de tarification fondé sur le rendement (« STFR ») sera en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2019. Nos installations d'électricité ontariennes fonctionnant au gaz naturel seront assujetties à ce STFR. À l'heure actuelle, nous ne prévoyons pas que celui-ci aura une incidence importante sur le rendement financier de nos centrales d'électricité alimentées au gaz naturel en Ontario.

Napanee

La construction de notre centrale alimentée au gaz naturel d'une capacité de 900 MW est pratiquement achevée, et les activités de mise en service se poursuivent dans l'enceinte de la centrale Lennox de l'OEO, dans le Grand Napanee, dans l'est de l'Ontario. Nous prévoyons que notre investissement total dans la centrale de Napanee s'élèvera à environ 1,7 milliard de dollars, et son exploitation commerciale devrait commencer au deuxième trimestre de 2019.

Monétisation de nos activités de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis

En mars 2018, dans le cadre de la réduction progressive de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est États-Unis qui se poursuit, nous avons conclu la vente de nos contrats d'électricité de détail aux États-Unis pour un produit d'environ 23 millions de dollars US et comptabilisé un bénéfice de 10 millions de dollars US (7 millions de dollars US après les impôts).

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAll comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018	2017	2016
Installations énergétiques de l'Ouest et installations énergétiques de l'Est ^{1,2}	428	444	423
Bruce Power ²	311	434	293
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US) ³	—	100	394
Incidence du change sur les installations énergétiques aux États-Unis	—	30	128
Stockage de gaz naturel et autres	27	55	58
Expansion des affaires ⁴	(14)	(33)	(15)
BAIIA comparable	752	1 030	1 281
Amortissement	(119)	(151)	(302)
BAll comparable	633	879	979
Postes particuliers :			
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	170	—	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	(5)	—	—
Gain net (perte nette) sur les ventes d'actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	—	484	(844)
Gain sur la vente d'actifs d'énergie solaire en Ontario	—	127	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	(1 085)
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	—	—	(332)
Activités de gestion des risques	(19)	62	125
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	779	1 552	(1 157)

1 Ces données comprennent les pertes sur les CAE en Alberta jusqu'en mars 2016, quand les CAE ont été résiliées.

2 Ces données comprennent notre quote-part du bénéfice tiré de nos participations dans Portlands Energy et Bruce Power.

3 Au deuxième trimestre de 2017, nous avons mené à bien la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis.

4 Ces données comprennent une charge de dépréciation de 21 millions de dollars liée à du matériel devenu obsolète en 2017.

Le bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie a diminué de 773 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017 et avait augmenté de 2 709 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016. Il comprend les postes particuliers suivants :

- en 2018, un gain de 170 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information;
- en 2018, une perte nette de 5 millions de dollars avant les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, compte tenu d'un gain comptabilisé au premier trimestre sur la vente de nos contrats de vente au détail. Ces résultats ont été exclus du résultat comparable du secteur de l'énergie en 2018, car nous considérons que la résiliation progressive des contrats résiduels ne fait pas partie de nos activités sous-jacentes. Notre portefeuille de contrats devrait s'éteindre progressivement jusqu'au milieu de 2020. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information;
- en 2017, un gain net de 484 millions de dollars avant les impôts (perte de 844 millions de dollars en 2016) se rapportant à la monétisation de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis, y compris un gain de 715 millions de dollars sur la vente de TC Hydro, une perte de 211 millions de dollars (829 millions de dollars en 2016) sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne, ainsi que des coûts de cession de 20 millions de dollars avant les impôts (15 millions de dollars en 2016);
- en 2017, un gain de 127 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario;
- une dépréciation de 1 085 millions de dollars avant les impôts de l'écart d'acquisition de Ravenswood en 2016. Par suite d'informations reçues au cours du processus de monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, au troisième trimestre de 2016, nous avons déterminé que la juste valeur de Ravenswood n'était plus supérieure à sa valeur comptable;

- une charge de 332 millions de dollars avant les impôts en 2016, compte tenu d'une charge de dépréciation de 211 millions de dollars sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta, d'une perte de valeur de 29 millions de dollars sur notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership et d'une perte de 92 millions de dollars sur le transfert des crédits environnementaux à l'Alberta Balancing Pool au règlement définitif de la résiliation des CAE;
- les gains et les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés, indiqués dans le tableau qui suit :

Activités de gestion des risques (en millions de dollars, avant les impôts)	2018	2017	2016
Installations énergétiques au Canada	3	11	4
Installations énergétiques aux États-Unis	(11)	39	113
Stockage de gaz naturel	(11)	12	8
Total des (pertes non réalisées) gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques	(19)	62	125

En 2018, le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a été inférieur de 278 millions de dollars à celui de 2017; cette baisse est imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat inférieur des installations énergétiques aux États-Unis, imputable surtout à la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017;
- la diminution du résultat de Bruce Power, imputable principalement à la baisse des volumes découlant d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation et aux résultats moins favorables des activités de passation de contrats. Des informations financières et opérationnelles supplémentaires sur Bruce Power sont fournies ci-après;
- la réduction du résultat des activités de stockage de gaz naturel causée par les contraintes liées aux gazoducs sur le marché albertain du gaz naturel, qui ont limité notre capacité à accéder à nos installations de stockage, et par le resserrement des écarts sur les prix du stockage de gaz naturel réalisés qui en a découlé;
- la diminution du résultat des installations énergétiques de l'Ouest et des installations énergétiques de l'Est par suite de la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario en décembre 2017 et de nos participations dans les projets éoliens de Cartier énergie éolienne en octobre 2018, en partie compensée par la hausse des marges réalisées par les installations énergétiques de l'Ouest sur des volumes d'électricité accrus.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie avait diminué de 251 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016. Cette baisse était imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat inférieur des installations énergétiques aux États-Unis imputable principalement à la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017 et à la réduction progressive des contrats de commercialisation d'électricité aux États-Unis;
- l'augmentation du résultat de Bruce Power attribuable principalement à la hausse des volumes découlant d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation;
- l'augmentation du résultat des installations énergétiques de l'Ouest et des installations énergétiques de l'Est attribuable essentiellement à la résiliation des CAE en Alberta.

Amortissement

L'amortissement a diminué de 32 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017, principalement en raison de la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario en décembre 2017 et de la cessation de l'amortissement de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne par suite du classement de celles-ci dans les actifs destinés à la vente au 30 juin 2018. En 2017, l'amortissement avait été inférieur de 151 millions de dollars à celui de 2016, car l'amortissement de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis avait cessé en novembre 2016 lorsque ces actifs ont été classés dans les actifs destinés à la vente après la résiliation des CAE en Alberta en mars 2016.

Résultats de Bruce Power

Les résultats tiennent compte de notre participation proportionnelle. Le BAIIA comparable et le BAIL comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Le tableau qui suit présente notre participation proportionnelle dans les composantes du BAIIA comparable et du BAIL comparable.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2018	2017	2016
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAIL comparables :			
Produits ¹	1 526	1 626	1 491
Charges d'exploitation	(852)	(846)	(870)
Amortissement et autres	(363)	(346)	(328)
BAIIA comparable et BAIL comparable²	311	434	293
Bruce Power – données complémentaires			
Capacité disponible des centrales ³	87 %	90 %	83 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus	280	221	415
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	92	49	76
Volumes des ventes (en GWh) ²	23 486	24 368	22 178
Prix de vente réalisés par MWh ⁴	67 \$	67 \$	68 \$

1 Déduction faite des montants comptabilisés pour refléter les efficacités opérationnelles partagées avec la SIERE.

2 Ces données tiennent compte de notre participation de 48,3 % dans Bruce Power (48,4 % en 2017; 48,5 % en 2016). Les volumes des ventes incluent la production réputée.

3 La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps pendant lequel la centrale était disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

4 Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Les prix de vente réalisés par MWh comprennent les gains et les pertes réalisés liés aux activités de passation de contrats et les coûts transférables. Les prix excluent les gains et les pertes non réalisés liés aux activités de passation de contrats et les produits ne provenant pas de l'électricité.

La capacité disponible s'est chiffrée à 87 % en 2018, car des travaux d'entretien prévus ont été réalisés aux réacteurs 1, 4 et 8 et ont été entrepris au réacteur 3 au quatrième trimestre de 2018. Ces travaux devraient être terminés au premier trimestre de 2019.

La capacité disponible s'était chiffrée à 90 % en 2017, et des travaux d'entretien prévus avaient été réalisés aux réacteurs 3, 5 et 6. Elle s'était chiffrée à 83 % en 2016, et des travaux d'entretien prévus avaient été réalisés à six des huit réacteurs.

PERSPECTIVES

Résultat

Le résultat comparable du secteur de l'énergie de 2019 devrait être supérieur à celui de 2018, essentiellement grâce à l'apport supérieur de Bruce Power et au résultat supplémentaire qui découlera de l'achèvement de la centrale électrique de Napanee, en Ontario. La hausse du résultat comparable sera en partie annulée par la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne réalisée en 2018 et par la vente de notre centrale de Coolidge, prévue pour 2019. Les résultats de notre entreprise de stockage de gaz naturel devraient diminuer, en raison principalement des contraintes liées aux gazoducs sur le marché albertain du gaz naturel, qui limitent l'accès à nos installations de stockage.

Notre quote-part du résultat de Bruce Power pour 2019 devrait être supérieure, principalement grâce à une augmentation des prix contractuels qui reflétera les capitaux qui seront investis dans le cadre du programme de RCP du réacteur 6 et du programme de gestion d'actifs, de même que sous l'effet d'ajustements au titre de l'inflation annuelle normale. Des travaux d'entretien prévus devraient avoir lieu aux réacteurs 2, 3 et 7 de Bruce au premier semestre de 2019 et au réacteur 5 au second semestre de 2019.

Le pourcentage de capacité moyenne disponible en 2019 devrait se situer dans le haut de la fourchette des 80 %, soit à un niveau comparable à celui de 2018.

Dépenses d'investissement

Nous avons consacré un total de 0,7 milliard de dollars à nos actifs du secteur de l'énergie en 2018, principalement pour poursuivre la construction de la centrale de Napanee, et nous prévoyons engager environ 0,1 milliard de dollars à ce titre en 2019.

En 2018, nous avons investi 0,5 milliard de dollars pour notre quote-part du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power et de divers projets d'investissement de maintenance, et nous prévoyons d'investir environ 0,5 milliard de dollars en 2019.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur de l'énergie. Voir la page 92 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels la société est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques d'exploitation et les risques financiers.

Fluctuation des prix de l'électricité et du gaz naturel sur le marché

Notre portefeuille d'actifs dans l'Est du Canada et notre centrale de Coolidge, en Arizona, font l'objet de contrats pour l'intégralité de leur capacité et ne sont, par conséquent, pas exposés à la fluctuation des prix au comptant de l'électricité et du gaz naturel. À l'échéance de ces contrats à long terme, nous ne savons pas si nous serons en mesure de renouveler les contrats selon des modalités semblables, et il se pourrait que nos actifs soient exposés aux fluctuations des prix des produits de base.

À l'heure actuelle, la plus grande partie de la production physique d'électricité de nos installations énergétiques de l'Ouest en Alberta et de leur consommation de carburant est exposée à la volatilité des prix des produits de base. Ce risque est atténué par les contrats à long terme et les activités de couverture, notamment la vente et l'achat d'électricité et de gaz naturel sur les marchés à terme. À l'échéance de contrats de vente d'électricité, de nouveaux contrats sont signés aux prix alors en vigueur sur le marché.

Notre entreprise de stockage de gaz naturel est assujettie aux fluctuations des écarts saisonniers des prix du gaz naturel, qui sont habituellement fonction de la différence entre les prix pratiqués l'été, saison traditionnelle d'injection, et ceux pratiqués l'hiver, saison traditionnelle de retrait. En outre, les activités peuvent être touchées par des restrictions sur les gazoducs en Alberta, qui limitent notre capacité à profiter des écarts de prix.

Construction et capacité disponible des centrales

La construction et l'exploitation de nos centrales de manière à offrir des services de façon sécuritaire et fiable de même que l'optimisation et le maintien de leur capacité disponible sont essentiels au succès continu de l'entreprise d'énergie. Les arrêts d'exploitation imprévus ou les arrêts d'exploitation prévus prolongés peuvent entraîner un accroissement des frais d'entretien, une baisse de la production des centrales et un recul des produits tirés des ventes ainsi qu'une réduction des paiements de capacité et des marges. Il est également possible que nous devions acheter de l'électricité ou du gaz naturel sur le marché au comptant afin de nous acquitter de nos obligations de livraison. Pour gérer un tel risque, nous investissons dans un personnel hautement qualifié, nous menons nos activités d'exploitation avec prudence, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements rentables.

Réglementation

Nous exerçons nos activités sur le marché réglementé et sur le marché déréglementé au Canada et sur le marché réglementé en Arizona. Ces marchés sont assujettis aux divers règlements fédéraux, étatiques et provinciaux applicables. Au fil de l'évolution des marchés de l'électricité en Amérique du Nord, il est possible que les organismes de réglementation adoptent de nouvelles règles qui pourraient influencer négativement sur les activités de production et de commercialisation de nos centrales. Il pourrait par exemple s'agir de la modification des règles qui régissent le marché ou des caractéristiques du marché, d'une nouvelle interprétation et d'une nouvelle application de ces règles par les organismes de réglementation, du plafonnement des prix, du contrôle des émissions, des coûts relatifs aux émissions, d'imputations de coûts aux producteurs ou de la prise de mesures hors du marché par des tiers visant l'obtention d'un excédent de production, autant de facteurs qui auraient des incidences négatives sur les prix de l'électricité. En outre, nos projets d'aménagement sont fondés sur le déroulement ordonné du processus d'obtention des permis, et toute perturbation de ce processus pourrait influencer négativement sur le calendrier et le coût des projets. Nous prenons une part active aux instances réglementaires officielles et informelles et exerçons nos droits en justice au besoin.

Conformité

Des règles de marché, des règlements et des normes d'exploitation régissent nos installations énergétiques et varient selon le territoire où celles-ci sont implantées. Nos activités de négociation et de commercialisation peuvent être soumises à une concurrence et à des règles de conduite équitables de même qu'à des règles particulières qui s'appliquent aux transactions physiques et financières effectuées sur les marchés déréglementés. De même, les activités de maintenance, la disponibilité des générateurs et la livraison de l'énergie et des produits connexes de nos centrales peuvent être assujetties à des normes opérationnelles et techniques particulières. Bien que nous déployions des efforts considérables pour nous conformer à toutes les exigences légales applicables, il se produit parfois des situations entraînant un risque lié à la conformité telles que des difficultés opérationnelles imprévues, un manque de clarté des règles à suivre et l'application ambiguë et imprévisible des exigences par les organismes de réglementation et les autorités de surveillance du marché. Le non-respect réputé de ces exigences pourrait entraîner l'obligation de prendre des mesures d'atténuation, l'imposition de peines pécuniaires, la limitation de nos activités d'exploitation, voire des poursuites.

Conditions météorologiques

Toute variation importante de la température ou de la météo est susceptible d'avoir de nombreuses répercussions sur notre entreprise, allant d'une incidence sur la demande, la capacité disponible et les prix des produits de base à l'efficacité et à la capacité de production. Des phénomènes météorologiques et des températures extrêmes peuvent avoir un effet sur la demande d'électricité et de gaz naturel sur les marchés et peuvent créer une grande volatilité. Les phénomènes météorologiques peuvent aussi limiter la disponibilité d'électricité et de gaz naturel si la demande est supérieure à l'offre. Les variations saisonnières de la température peuvent réduire l'efficacité et la production de nos centrales alimentées au gaz naturel.

Concurrence

Nous sommes confrontés à diverses forces concurrentielles qui ont une influence sur nos actifs existants et nos perspectives de croissance. Par exemple, nos centrales existantes devront faire concurrence au fil du temps à de nouvelles capacités énergétiques. Celles-ci pourraient prendre plusieurs formes, par exemple des approvisionnements qui utilisent des technologies de production d'énergie plus efficaces, qui proviennent de raccords de transmission régionaux ou encore des nouveaux approvisionnements sous forme de production distribuée. Nous sommes également confrontés à la concurrence des autres sociétés d'électricité en Alberta et en Ontario ainsi qu'à l'aménagement de nouvelles centrales électriques. Pour rester concurrentiels, nous devons aussi respecter le budget et le calendrier de nos principaux projets d'investissement.

Siège social

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAll comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec la perte sectorielle (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
BAIIA et BAll comparables	(59)	(21)	18
Postes particuliers :			
Gain de change – prêt intersociétés ¹	5	63	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	(81)	(116)
Coûts de restructuration	—	—	(22)
Perte sectorielle	(54)	(39)	(120)

¹ Montant constaté au poste Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation à l'état consolidé des résultats.

La perte sectorielle du siège social de 2018 a été supérieure de 15 millions de dollars à celle de 2017, laquelle avait été inférieure de 81 millions de dollars à celle de 2016.

En 2018 et en 2017, la perte sectorielle du siège social comprenait des gains de change de 5 millions de dollars et de 63 millions de dollars, respectivement, sur un prêt intersociétés libellé en pesos qui représente notre quote-part du financement du projet Sur de Texas. Il y a une perte de change correspondante incluse dans les intérêts créditeurs et autres au titre du prêt intersociétés qui contrebalance entièrement ce gain.

La perte sectorielle de 2017 et de 2016 comprenait des coûts d'intégration et d'acquisition de 81 millions de dollars et de 116 millions de dollars, respectivement, liés à l'acquisition de Columbia. Celle de 2016 comprenait aussi des coûts de restructuration de 22 millions de dollars. Ces sommes ont été exclues du calcul du BAIIA et du BAll comparables.

Le BAIIA comparable de 2018 a été inférieur de 38 millions de dollars à celui de 2017, lequel avait été inférieur de 39 millions de dollars à celui de 2016, principalement à cause de l'accroissement des frais généraux et frais d'administration.

Restructuration et transformation de l'entreprise

Au milieu de 2015, nous avons entrepris une initiative de restructuration et de transformation de l'entreprise en vue de réduire les coûts dans leur ensemble et de maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités existantes. En raison de cette initiative, nous avons engagé des coûts de restructuration et comptabilisé une provision pour les indemnités de cessation d'emploi prévues pour les exercices à venir, de même que pour les pertes futures attendues en vertu des engagements aux termes de contrats de location.

Au total, au 31 décembre 2018, nous avons engagé relativement à cette transformation des coûts de 86 millions de dollars pour les indemnités de cessation d'emploi et de 60 millions de dollars pour les obligations locatives, déduction faite de coûts de 157 millions de dollars recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires. Nous avons comptabilisé des provisions supplémentaires en 2018 pour refléter l'évolution des pertes futures attendues en vertu des engagements aux termes de contrats de location. Le solde de la provision pour obligations locatives au 31 décembre 2018 devrait être entièrement réalisé d'ici 2027.

L'évolution du passif lié à la restructuration s'établit comme suit :

(en millions de dollars)	Indemnités de cessation d'emploi	Contrats de location	Total
Passif lié à la restructuration au 31 décembre 2016	36	63	99
Coûts de restructuration ¹	—	6	6
Charge de désactualisation	—	1	1
Paiements en trésorerie	(27)	(17)	(44)
Passif lié à la restructuration au 31 décembre 2017	9	53	62
Coûts de restructuration ¹	—	42	42
Charge de désactualisation	—	1	1
Paiements en trésorerie	(9)	(15)	(24)
Passif lié à la restructuration au 31 décembre 2018	—	81	81

¹ Au 31 décembre 2018, nous avons ainsi comptabilisé une somme supplémentaire de 21 millions de dollars au poste Coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats, et une somme de 21 millions de dollars au poste Actifs réglementaires au bilan consolidé relativement à des coûts qui devraient être recouverts par le truchement des structures réglementaires et tarifaires lors de périodes futures (3 millions de dollars et 3 millions de dollars, respectivement, en 2017).

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017	2016
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang			
Libellés en dollars CA	(549)	(494)	(452)
Libellés en dollars US	(1 325)	(1 269)	(1 127)
Incidence du change	(394)	(379)	(366)
	(2 268)	(2 142)	(1 945)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(121)	(99)	(114)
Intérêts capitalisés	124	173	176
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(2 265)	(2 068)	(1 883)
Postes particuliers :			
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	—	(115)
Activités de gestion des risques	—	(1)	—
Intérêts débiteurs	(2 265)	(2 069)	(1 998)

Les intérêts débiteurs en 2018 ont augmenté de 196 millions de dollars par rapport à 2017, principalement sous l'effet net :

- des émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur effectuées en 2018 et en 2017, déduction faite des titres et des billets échus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information;
- de la diminution des intérêts capitalisés, principalement par suite de l'achèvement de Grand Rapids et de Northern Courier au deuxième semestre de 2017, en partie contrebalancée par la construction en cours de Napanee et la reprise de la capitalisation des coûts de Keystone XL en 2018;
- des emprunts à court terme eux-mêmes plus élevés;
- du remboursement final des facilités de crédit-relais d'acquisition de Columbia en juin 2017, qui s'est traduit par une baisse des intérêts débiteurs et de la charge d'amortissement de la dette.

Les intérêts débiteurs en 2017 avaient augmenté de 71 millions de dollars par rapport à 2016, principalement sous l'effet net :

- des émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur effectuées en 2017 et en 2016, déduction faite des titres et des billets échus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information;
- de la dette reprise lors de l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016;
- de la diminution de la charge d'amortissement des frais d'émission de titres d'emprunt liés aux facilités de crédit-relais contractées pour l'acquisition de Columbia remboursées en entier en juin 2017;
- de la hausse de l'écart de conversion sur les intérêts débiteurs liés au montant plus élevé des emprunts libellés en dollars américains;
- du poste particulier de 115 millions de dollars en 2016 inclus dans les paiements d'équivalent de dividendes de 109 millions de dollars sur les reçus de souscription émis pour financer une partie de l'acquisition de Columbia et d'une tranche de 6 millions de dollars d'autres coûts liés à l'acquisition.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction			
Libellée en dollars CA	103	174	181
Libellée en dollars US	326	259	181
Incidence du change	97	74	57
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	526	507	419

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction de 2018 a été supérieure de 19 millions de dollars à celle de 2017, principalement en raison de l'investissement continu consacré aux projets mexicains ainsi que des investissements supplémentaires et des tarifs plus élevés à l'égard des projets de croissance de Columbia Gas, facteurs en partie contrebalancés par notre décision, au deuxième semestre de 2017, de renoncer au pipeline Énergie Est et la baisse des dépenses d'investissement consacrées au réseau principal au Canada.

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction de 2017 a été supérieure de 88 millions de dollars à celle de 2016, principalement en raison de l'investissement continu et des tarifs plus élevés à l'égard des projets acquis dans le cadre de l'acquisition de Columbia en 2016, de même que de la poursuite des investissements consacrés aux projets mexicains et au réseau de NGTL, facteurs en partie contrebalancés par la mise en service de Topolobampo, l'achèvement de la construction de Mazatlán et notre décision de renoncer au pipeline Énergie Est.

Intérêts créditeurs et autres

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	177	159	71
Postes particuliers :			
Perte de change – prêt intersociétés	(5)	(63)	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	—	6
Activités de gestion des risques	(248)	88	26
Intérêts créditeurs et autres	(76)	184	103

En 2018, les intérêts créditeurs et autres ont été inférieurs de 260 millions de dollars à ceux de 2017, un effet net des éléments suivants :

- des pertes non réalisées découlant des activités de gestion des risques en 2018, alors qu'en 2017 ces activités avaient dégagé des gains non réalisés, notamment sous l'effet du raffermissement du dollar américain à la fin de 2018. Ces montants ont été exclus du résultat comparable;
- les intérêts créditeurs plus élevés et une perte de change moindre sur le prêt intersociétés lié à la coentreprise Sur de Texas. Les intérêts débiteurs et le gain de change correspondants sont comptabilisés dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Gazoducs – Mexique et du secteur Siège social, respectivement, et n'ont aucun effet sur le bénéfice net. Le gain et la perte compensatoires liés au change sont exclus du résultat comparable;
- les pertes réalisées en 2018 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars américains, alors qu'en 2017 des gains réalisés avaient été inscrits à ce chapitre;
- le recouvrement moins élevé, en 2018, au titre des frais financiers sur les coûts engagés à l'égard du projet Coastal GasLink;
- la comptabilisation d'une somme de 10 millions de dollars à l'abandon du projet de TGPR en 2017.

En 2017, les intérêts créditeurs et autres avaient été supérieurs de 81 millions de dollars à ceux de 2016, un effet net :

- de l'accroissement des gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques en 2017. Ces éléments ont été exclus du calcul du résultat comparable;
- du recouvrement de 32 millions de dollars au titre des frais financiers sur les coûts engagés à l'égard du projet Coastal GasLink et de sommes comptabilisées à l'abandon du projet de TGPR en 2017;
- de l'incidence du change sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en devises;
- des gains réalisés moins élevés en 2017 qu'en 2016 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars américains;
- des intérêts créditeurs plus élevés et une perte de change de 63 millions de dollars comptabilisée en 2017 sur le prêt intersociétés lié à la coentreprise Sur de Texas. Les intérêts débiteurs et le gain de change correspondants sont comptabilisés dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Gazoducs – Mexique et du secteur Siège social, respectivement, et n'ont aucun effet sur le bénéfice net. Le gain et la perte compensatoires liés au change sont exclus du résultat comparable.

(Charge) recouvrement d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(693)	(839)	(841)
Postes particuliers :			
Radiation du passif réglementaire des sociétés en commandite cotée en bourse	115	—	—
Réforme fiscale aux États-Unis	52	804	—
Dépréciation des actifs de Bison	44	—	—
Vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	27	(177)	(29)
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	5	—	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	1	—	—
Gain sur la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	(27)	—	—
Résiliation des contrats liant Bison	(8)	—	—
Charge de dépréciation d'Énergie Est	—	302	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	22	10
Gain sur la vente d'actifs d'énergie solaire en Ontario	—	9	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	7	28
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	6	10
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	429
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	—	—	88
Coûts de restructuration	—	—	6
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	1
Activités de gestion des risques	52	(45)	(54)
(Charge) recouvrement d'impôts	(432)	89	(352)

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2018 est inférieure de 146 millions de dollars à celle de 2017, principalement en raison de la diminution des taux d'imposition faisant suite à la réforme fiscale aux États-Unis et de la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux pipelines réglementés au Canada, facteurs en partie contrebalancés par les impôts sur le bénéfice sur un résultat avant les impôts plus élevé.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2017 est restée équivalente à celle de 2016; elle reflète l'incidence nette de la hausse du résultat comparable ainsi que des variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger et de celles des impôts transférés relativement aux activités réglementées.

Perte nette (bénéfice net) attribuable aux participations sans contrôle

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(315)	(238)	(257)
Postes particuliers :			
Dépréciation de Bison	538	—	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	59	—	—
Résiliation des contrats liant Bison	(97)	—	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	—	5
Perte nette (bénéfice net) attribuable aux participations sans contrôle	185	(238)	(252)

Le résultat net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 423 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017 et s'est soldé par une perte nette sous l'incidence nette des éléments suivants :

- une charge de 538 millions de dollars liée à la portion attribuable aux participations sans contrôle de la charge de dépréciation de 722 millions de dollars des actifs de Bison comptabilisée par TC PipeLines, LP;
- une charge de 59 millions de dollars liée à la portion attribuable aux participations sans contrôle de la charge de dépréciation de 79 millions de dollars de l'écart d'acquisition de Tuscarora comptabilisée par TC PipeLines, LP;
- le bénéfice de 97 millions de dollars lié à la portion attribuable aux participations sans contrôle des paiements de résiliation des contrats liant Bison, de 130 millions de dollars, reçus de certains clients et comptabilisés par TC PipeLines, LP.

Lors de la consolidation, nous avons inscrit la quote-part de 74,5 % attribuable aux participations sans contrôle de ces opérations. Ces éléments ont été exclus du calcul du résultat comparable. Se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques » pour un complément d'information sur le test de dépréciation auquel l'écart d'acquisition et les actifs ont été soumis.

En 2018, le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable a augmenté de 77 millions de dollars comparativement à 2017, principalement par suite du résultat plus élevé de TC PipeLines, LP, en partie contrebalancé par notre acquisition des parts ordinaires résiduelles détenues dans le public et en circulation de CPPL en février 2017.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle et le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable ont diminué respectivement de 14 millions de dollars et de 19 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016, essentiellement par suite de notre acquisition des parts ordinaires résiduelles de CPPL en circulation dans le public en février 2017.

Dividendes sur les actions privilégiées

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Dividendes sur les actions privilégiées	(163)	(160)	(109)

En 2018, le dividende déclaré sur les actions privilégiées, soit 163 millions de dollars, a été sensiblement le même qu'en 2017. En 2017, le dividende sur les actions privilégiées avait été supérieur de 51 millions de dollars à celui de 2016 en raison des émissions d'actions privilégiées de série 13 et de série 15 en avril 2016 et en novembre 2016, respectivement. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver une grande souplesse et de solides ressources financières pendant toutes les phases du cycle économique et de recourir à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation pour soutenir notre entreprise, verser des dividendes et financer une partie de notre croissance. En outre, nous avons accès aux marchés financiers pour répondre à nos besoins de financement, gérer la structure du capital et maintenir notre cote de crédit. Il est possible d'obtenir plus de renseignements au sujet de l'incidence qu'a notre cote de crédit sur nos coûts de financement, nos liquidités et nos activités dans notre notice annuelle accessible sur le site Web de Sedar (www.sedar.com).

Nous croyons avoir la capacité financière pour financer notre programme d'investissement existant grâce à nos flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de l'exploitation, à l'accès aux marchés financiers, à la gestion du portefeuille, à nos fonds en caisse, à d'importantes facilités de crédit confirmées et, si cela est jugé approprié, à notre programme d'émission au cours du marché (« ACM ») et à notre RRD. Chaque année, au quatrième trimestre, nous renouvelons et prorogons nos facilités de crédit en fonction de nos besoins.

Compte tenu des mesures de la FERC de 2018, les transferts d'actifs à TC PipeLines, LP ne sont pas considérés comme un moyen de financement viable à l'heure actuelle. En outre, nous avons cessé d'utiliser le programme ACM de TC PipeLines, LP en mars 2018. Il reste à déterminer si ces moyens pourront redevenir des options de financement concurrentielles à l'avenir et, le cas échéant, à quel moment ils le redeviendront. Se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 » pour un complément d'information.

Analyse du bilan

Au 31 décembre 2018, notre actif total se chiffrait à 98,9 milliards de dollars, comparativement à 86,1 milliards de dollars au 31 décembre 2017, ce qui reflète avant tout notre programme d'investissement de 2018.

Au 31 décembre 2018, notre passif total s'établissait à 67,9 milliards de dollars, comparativement à 59,2 milliards de dollars au 31 décembre 2017, ce qui reflète surtout une augmentation nette de la dette à long terme, principalement attribuable aux émissions de billets de premier rang et de billets à moyen terme, déduction faite des titres et des billets échus, et à l'augmentation des billets à payer.

Le total des actifs et le total des passifs ont tous deux augmenté en raison de l'appréciation du dollar américain au 31 décembre 2018 par rapport au 31 décembre 2017.

Nos capitaux propres totalisaient 31,0 milliards de dollars au 31 décembre 2018, par rapport à 26,9 milliards de dollars au 31 décembre 2017. Cette hausse découle principalement des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD et de notre programme ACM ainsi que du bénéfice net annuel et des autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle.

Structure du capital consolidé

Le tableau suivant présente un sommaire des composantes de notre structure du capital.

aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2018	Pourcentage du total	2017	Pourcentage du total
Billets à payer	2 762	3	1 763	3
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an	39 971	50	34 741	50
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(446)	(1)	(1 089)	(2)
Dette	42 287	52	35 415	51
Billets subordonnés de rang inférieur	7 508	9	7 007	10
Actions privilégiées	3 980	5	3 980	6
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires ¹	27 013	34	22 911	33
	80 788	100	69 313	100

¹ Comprend nos participations sans contrôle.

Au 11 février 2019, nous avons des capacités inutilisées de 2,7 milliards de dollars, de 1,0 milliard de dollars et de 2,1 milliards de dollars US aux termes de nos capitaux propres, de notre dette au Canada et de prospectus préalables aux États-Unis respectivement, visant à faciliter l'accès futur aux marchés financiers.

Les dispositions de divers actes de fiducie et accords de crédit avec certaines de nos filiales peuvent restreindre la capacité de ces dernières et, dans certains cas, la capacité de la société de déclarer et de verser des dividendes ou de procéder à des distributions dans certaines circonstances. De l'avis de la direction, aucune disposition de ce genre ne restreint présentement notre capacité de déclarer ou de verser des dividendes. De tels actes de fiducie et accords de crédit nous imposent par ailleurs diverses obligations de faire et de ne pas faire en plus d'exiger le maintien de certains ratios financiers. Au 31 décembre 2018, nous respectons toutes les clauses restrictives de nature financière.

Flux de trésorerie

Les tableaux suivants résument les flux de trésorerie consolidés de notre entreprise.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	6 555	5 230	5 069
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(10 019)	(3 699)	(18 783)
	(3 464)	1 531	(13 714)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	2 748	(1 419)	14 007
	(716)	112	293
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	73	(39)	(127)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(643)	73	166

Au 31 décembre 2018, notre actif à court terme s'élevait à 5,1 milliards de dollars (4,7 milliards de dollars en 2017) et notre passif à court terme, à 12,9 milliards de dollars (9,9 milliards de dollars en 2017), ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 7,8 milliards de dollars, comparativement à une insuffisance du fonds de roulement de 5,2 milliards de dollars au 31 décembre 2017. Nous considérons que l'insuffisance du fonds de roulement s'inscrit dans le cours normal de nos activités. Elle est gérée au moyen de ce qui suit :

- de notre capacité à générer des flux de trésorerie provenant de l'exploitation prévisibles et croissants;
- des facilités de crédit non garanties, sur lesquelles une somme d'environ 11,8 milliards de dollars reste inutilisée;
- de notre accès aux marchés financiers, notamment au moyen de notre RRD et de nos programmes ACM, si cela est jugé approprié.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	6 555	5 230	5 069
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	102	273	(248)
Fonds provenant de l'exploitation	6 657	5 503	4 821
Postes particuliers :			
Résiliation des contrats liant Bison	(122)	—	—
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	1	—	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	84	283
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	34	52
(Gain net) perte nette sur la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	(14)	20	15
Fonds provenant de l'exploitation comparables	6 522	5 641	5 171
Dividendes sur les actions privilégiées	(158)	(155)	(100)
Distributions aux participations sans contrôle	(225)	(283)	(279)
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables	(254)	(240)	(310)
Flux de trésorerie distribuables comparables	5 885	4 963	4 482
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire	6,52 \$	5,69 \$	5,91 \$

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

L'augmentation des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation par rapport à l'exercice précédent est surtout attribuable à l'incidence nette de la hausse du résultat (comme il est expliqué à la rubrique « Points saillants des résultats financiers » à la page 21), du recouvrement de la charge d'amortissement plus élevée approuvée par l'ONÉ dans sa décision de 2018 concernant le réseau principal, du règlement visant le réseau de NGTL pour 2018-2019 et du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu ainsi que de leur ampleur.

Fonds provenant de l'exploitation comparables

Mesure non conforme aux PCGR, les fonds provenant de l'exploitation comparables nous aident à évaluer la capacité de nos activités d'exploitation à générer des flux de trésorerie, sans l'incidence du moment où les variations du fonds de roulement ont lieu ni l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les mesures non conformes aux PCGR, voir la page 7.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 881 millions de dollars en 2018, comparativement à 2017; cette augmentation est principalement attribuable à l'accroissement du résultat comparable ajusté en fonction des éléments hors trésorerie et de l'incidence sur la trésorerie de postes particuliers de même qu'au recouvrement de la charge d'amortissement plus élevée pour le réseau principal au Canada et le réseau de NGTL décrite précédemment.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 470 millions de dollars en 2017, comparativement à 2016; cette augmentation est principalement attribuable à l'accroissement du BAIIA comparable (exclusion faite du bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation) et à la hausse des distributions tirées de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation et a été en partie contrée par l'augmentation des intérêts débiteurs et la capitalisation accrue des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite.

Flux de trésorerie distribuables comparables

Les flux de trésorerie distribuables comparables, une mesure non conforme aux PCGR, nous permettent d'évaluer les fonds disponibles pour les actionnaires ordinaires avant la répartition du capital. Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

L'augmentation des flux de trésorerie distribuables comparables par rapport à l'exercice précédent reflète principalement la hausse des fonds provenant de l'exploitation comparables, comme il est expliqué précédemment, ainsi que l'incidence de la réduction de la distribution trimestrielle de TC Pipelines, LP à ses porteurs de parts depuis le premier trimestre de 2018. Les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire de l'exercice clos le 31 décembre 2018 tiennent compte également de l'effet dilutif des émissions d'actions ordinaires de 2017 et de 2018.

En 2018, notre méthode de calcul des flux de trésorerie distribuables comparables a été révisée afin d'exclure la déduction des dépenses d'investissement de maintien relatives aux actifs pour lesquels nous sommes en mesure de recouvrer les coûts à même les droits visant les gazoducs. Les périodes comparatives présentées dans le tableau qui précède ont été retraitées en conséquence. Nous estimons que le fait d'inclure uniquement les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables dans le calcul des flux de trésorerie distribuables donne la meilleure image des liquidités disponibles aux fins de réinvestissement ou de distribution aux actionnaires. En ce qui concerne nos gazoducs assujettis à la réglementation des tarifs au Canada et aux États-Unis, nous avons la possibilité de recouvrer les dépenses d'investissement de maintien à même les droits actuels ou futurs et d'en tirer un rendement. Enfin, le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien relatives à nos pipelines de liquides est prévu par les arrangements tarifaires qui régissent ceux-ci. Ainsi, nous n'avons pas déduit les dépenses d'investissement de maintien recouvrables liées à ces activités aux fins du calcul des flux de trésorerie distribuables comparables.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Dépenses d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(9 418)	(7 383)	(5 007)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(496)	(146)	(295)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(1 015)	(1 681)	(765)
	(10 929)	(9 210)	(6 067)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	(13 608)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	614	4 683	6
Remboursement de coûts liés à des projets d'investissement en cours d'aménagement	470	634	—
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	121	362	727
Montants reportés et autres	(295)	(168)	159
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(10 019)	(3 699)	(18 783)

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont augmenté entre 2017 et 2018, passant de 3,7 milliards de dollars à 10,0 milliards de dollars, en raison surtout du produit tiré de la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis et de nos actifs d'énergie solaire en 2017, ainsi que de l'augmentation des dépenses d'investissement et des dépenses relatives aux projets d'investissement en cours d'aménagement en 2018. Ces facteurs ont été contrés en partie par le produit tiré de la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne.

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont diminué entre 2016 et 2017, passant de 18,8 milliards de dollars à 3,7 milliards de dollars, en raison surtout de l'incidence nette des facteurs suivants :

- les acquisitions de Columbia et d'Ironwood en 2016;
- l'augmentation des dépenses d'investissement en 2017;
- le produit de la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis et de nos actifs d'énergie solaire en 2017;
- le recouvrement de coûts liés au projet de TGPR.

Dépenses d'investissement¹

Le tableau qui suit résume les dépenses d'investissement par secteur.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Gazoducs – Canada	2 478	2 181	1 525
Gazoducs – États-Unis	5 771	3 830	1 522
Gazoducs – Mexique	797	1 954	1 142
Pipelines de liquides	581	529	1 137
Énergie	1 257	675	708
Siège social	45	41	33
	10 929	9 210	6 067

¹ Les dépenses d'investissement comprennent les dépenses en immobilisations visant la capacité, les dépenses d'investissement de maintien, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Dépenses en immobilisations

En 2018 et en 2017, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'expansion des gazoducs de Columbia Gas, de Columbia Gulf, du réseau de NGTL et du réseau principal de gazoducs au Canada, ainsi que de la construction de la centrale électrique de Napanee et de gazoducs au Mexique.

En 2016, nos dépenses en immobilisations avaient été principalement engagées aux fins de l'expansion des gazoducs de Columbia Gas et de Columbia Gulf à compter de leur date d'acquisition et l'expansion du réseau de NGTL, du réseau principal au Canada et d'ANR, ainsi que la construction des gazoducs au Mexique, du pipeline Northern Courier et de la centrale électrique de Napanee.

Projets d'investissement en cours d'aménagement

Les coûts engagés en 2018 pour les projets d'investissement en cours d'aménagement visaient principalement les dépenses liées à Keystone XL et à Coastal GasLink. En 2017 et en 2016, les dépenses engagées visaient principalement Énergie Est et les projets de gazoducs de GNL.

Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont diminué en 2018 par rapport à 2017, principalement en raison de la réduction de nos investissements annuels dans Sur de Texas et Northern Border et de l'achèvement de Grand Rapids en 2017, en partie contrebalancés par l'augmentation des investissements dans Millennium et Bruce Power.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2017 par rapport à 2016, principalement en raison de nos investissements dans Sur de Texas, Bruce Power et Northern Border, en partie contrebalancés par la diminution des apports versés à Grand Rapids, qui est entré en service en août 2017.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour 2018 et 2017 comprennent notre quote-part du financement par emprunt de Sur de Texas.

Ventes d'actifs

En octobre 2018, nous avons mené à terme la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne au Québec pour un produit brut d'environ 630 millions de dollars, avant les ajustements de clôture.

En 2017, nous avons conclu les transactions suivantes :

- nous avons vendu les centrales Ravenswood, Ironwood, Kibby Wind et Ocean State Power pour un produit d'environ 2,029 milliards de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture;
- nous avons vendu TC Hydro pour un produit brut de quelque 1,07 milliard de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture;
- nous avons vendu nos actifs d'énergie solaire en Ontario pour un produit d'environ 541 millions de dollars, avant les ajustements postérieurs à la clôture.

Remboursement de coûts liés à des projets d'investissement en cours d'aménagement

En novembre 2018, nous avons reçu 0,5 milliard de dollars conformément aux dispositions des ententes conclues avec les participants à la coentreprise avec LNG Canada au titre du remboursement de leur quote-part des coûts préalables à la décision d'investissement finale.

En juillet 2017, on nous a informés que PNW LNG ne donnerait pas suite à son projet proposé de GNL. Nous avons donc reçu, en octobre 2017, un paiement de 0,6 milliard de dollars de Progress Energy en remboursement intégral des coûts et des frais financiers liés à notre projet de TGPR.

Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Les autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont essentiellement attribuables à notre quote-part des financements de Bruce Power visant à financer son programme d'investissement et à verser des distributions à ses partenaires. En 2018, Bruce Power a émis des billets de premier rang sur les marchés financiers, ce qui a donné lieu à des distributions de 121 millions de dollars que nous avons reçues. En 2017, Bruce Power a émis des billets de premier rang sur les marchés financiers, ce qui a donné lieu pour nous à des distributions de 362 millions de dollars que nous avons reçues.

Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Billets à payer émis (remboursés), montant net	817	1 038	(329)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	6 238	3 643	12 333
Remboursements sur la dette à long terme	(3 550)	(7 085)	(7 153)
Billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des frais d'émission	—	3 468	1 549
Dividendes et distributions versés	(1 954)	(1 777)	(1 815)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	1 148	274	7 747
Actions ordinaires rachetées	—	—	(14)
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	1 474
Parts de société en nom collectif de TC Pipelines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	49	225	215
Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP acquises	—	(1 205)	—
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	2 748	(1 419)	14 007

En 2018, les rentrées nettes liées aux activités de financement ont augmenté de 4,2 milliards de dollars par rapport à 2017, en raison surtout des émissions de titres d'emprunt à long terme (déduction faite des titres d'emprunt à long terme remboursés) et d'actions ordinaires et de l'acquisition de CPPL en 2017, en partie contrebalancées par les billets subordonnés de rang inférieur émis en 2017.

En 2017, les rentrées nettes liées aux activités de financement ont diminué de 15,4 milliards de dollars par rapport à 2016, en raison surtout d'importantes activités de financement, notamment les émissions d'actions ordinaires, liées au financement de l'acquisition de Columbia comprenant un paiement de 10,3 milliards de dollars US en trésorerie en 2016 et de l'acquisition des parts ordinaires en circulation de CPPL en 2017 pour 921 millions de dollars US.

Les principales transactions prises en compte dans nos activités de financement sont analysées plus en détail ci-après.

Émission de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principales émissions de titres d'emprunt en 2018 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Octobre 2018	Billets de premier rang non garantis	Mars 2049	1 000 US	5,10 %
	Octobre 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2028	400 US	4,25 %
	Juillet 2018	Billets à moyen terme	Juillet 2048	800	4,18 %
	Juillet 2018	Billets à moyen terme	Mars 2028	200	3,39 %
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2048	1 000 US	4,875 %
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2038	500 US	4,75 %
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2028	1 000 US	4,25 %
NORTH BAJA PIPELINE, LLC					
	Décembre 2018	Emprunt à terme non garanti	Décembre 2021	50 US	Taux variable

Le produit net des émissions susmentionnées a servi à des fins générales, à financer notre programme d'investissement et à financer à l'avance les billets de premier rang échéant en 2019.

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principaux remboursements de titres d'emprunt en 2018 et au début de 2019 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Janvier 2019	Billets de premier rang non garantis	750 US	7,125 %
	Janvier 2019	Billets de premier rang non garantis	400 US	3,125 %
	Août 2018	Billets de premier rang non garantis	850 US	6,50 %
	Mars 2018	Déventures	150	9,45 %
	Janvier 2018	Billets de premier rang non garantis	500 US	1,875 %
	Janvier 2018	Billets de premier rang non garantis	250 US	Taux variable
TC PIPELINES, LP				
	Décembre 2018	Emprunt à terme non garanti	170 US	Taux variable
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.				
	Juin 2018	Billets de premier rang non garantis	500 US	2,45 %

Pour plus de renseignements sur les émissions et les remboursements de titres d'emprunt à long terme et sur les émissions de billets subordonnés de rang inférieur en 2018, en 2017 et en 2016, voir nos états financiers consolidés annuels de 2018.

Régime de réinvestissement des dividendes

Le 1^{er} juillet 2016, la société a réinstauré l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé aux termes de son RRD. Selon ce régime, les détenteurs d'actions ordinaires et privilégiées de TransCanada qui sont admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires additionnelles de TransCanada. Ces actions ordinaires sont émises sur le capital autorisé, à un taux d'escompte de 2 % par rapport aux cours du marché sur une période donnée. Sur les dividendes déclarés en 2018, le taux de participation des actionnaires ordinaires s'est établi à environ 35 % (36 % en 2017), ce qui a donné lieu au réinvestissement de 870 millions de dollars (787 millions de dollars en 2017) d'actions ordinaires aux termes de ce régime.

Programme d'émission au cours du marché de TransCanada

En juin 2017, nous avons mis sur pied un programme ACM qui nous permet d'émettre, à l'occasion, des actions ordinaires sur le capital-actions autorisé au cours du marché au moment de la vente par l'intermédiaire de la TSX ou de la NYSE ou sur tout autre marché existant sur lequel sont négociées les actions ordinaires de TransCanada au Canada ou aux États-Unis. Le programme ACM, en vigueur pour une période de 25 mois, prévoyait initialement un montant brut des ventes aux termes du programme limité à 1,0 milliard de dollars ou l'équivalent en dollars américains. En juin 2018, nous avons majoré la capacité de notre programme ACM existant afin de permettre l'émission, sur le capital autorisé, des actions ordinaires additionnelles d'un prix de vente brut global pouvant atteindre 1,0 milliard de dollars. Le programme ACM, dans sa version modifiée, sera en vigueur jusqu'au 23 juillet 2019 et pourra être utilisé à notre gré et au besoin en fonction du profil des dépenses en immobilisations de notre programme d'investissement et du coût relatif de nos autres options de financement.

En 2018, 20 millions d'actions ordinaires (3,5 millions d'actions ordinaires en 2017) ont été émises aux termes du programme ACM de la société à un prix moyen de 56,13 \$ l'action (63,03 \$ l'action en 2017), pour un produit de 1,1 milliard de dollars (216 millions de dollars en 2017) après déduction des commissions et frais connexes d'environ 10 millions de dollars (2 millions de dollars en 2017). Après les émissions réalisées en 2017 et en 2018 aux termes du programme ACM, les émissions sont encore possibles jusqu'à concurrence d'un montant brut global de 656 millions de dollars ou l'équivalent en dollars américains.

Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP

Le 17 février 2017, nous avons acquis toutes les parts ordinaires en circulation de CPPL détenues dans le public pour un prix de 17,00 \$ US la part ordinaire et un paiement de distribution pour la période tampon de 0,10 \$ US la part ordinaire, pour une transaction d'une valeur globale de 921 millions de dollars US. Comme il s'agit d'une transaction entre entités sous contrôle commun, elle a été prise en compte dans les capitaux propres.

TC PipeLines, LP

Programme d'émission d'actions au cours du marché

Aux termes du programme ACM de TC PipeLines, LP, cette dernière peut, à l'occasion, offrir et vendre des parts ordinaires dans le cadre de transactions ordinaires avec des courtiers à la Bourse de New York aux cours du marché, de transactions en bloc ou de toute autre transaction convenue entre TC PipeLines, LP et un ou plusieurs de ses mandataires. Notre participation dans TC PipeLines, LP diminue à chacune des émissions d'actions dans le cadre du programme ACM de TC PipeLines, LP.

En 2018, 0,7 million (3,1 millions en 2017) de parts ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM de TC PipeLines, LP, générant un produit net d'environ 39 millions de dollars US (173 millions de dollars US en 2017). Au 31 décembre 2018, notre participation dans TC PipeLines, LP s'établissait à 25,5 % (25,7 % en 2017) compte tenu des émissions réalisées aux termes du programme ACM de TC PipeLines, LP et de leur effet dilutif.

En mars 2018, par suite des mesures de la FERC de 2018 proposées initialement, le programme d'émission ACM de TC PipeLines, LP a cessé d'être utilisé. Après l'entrée en vigueur des mesures de la FERC de 2018 le 13 septembre 2018, il reste à voir si ce programme pourra redevenir une option de financement concurrentielle et, le cas échéant, à quel moment.

Dessaisissements d'actifs

Le 1^{er} juin 2017, nous avons conclu la vente à TC PipeLines, LP d'une tranche de 49,34 % de notre participation de 50 % dans Iroquois, assortie d'une option de vente de la participation résiduelle de 0,66 % à une date ultérieure. En parallèle, nous avons conclu la vente de notre participation résiduelle de 11,81 % dans Portland à TC PipeLines, LP. Le produit total de ces transactions s'est élevé à 765 millions de dollars US avant les ajustements postérieurs à la clôture et il se compose d'une contrepartie en trésorerie de 597 millions de dollars US et d'un montant de 168 millions de dollars US qui correspond à la quote-part de la dette d'Iroquois et de Portland.

Se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 » pour un complément d'information.

Information sur les actions

au 11 février 2019

Actions ordinaires	Émises et en circulation	
	922 millions	
Actions privilégiées	Émises et en circulation	Pouvant être converties en
Série 1	9,5 millions	Actions privilégiées de série 2
Série 2	12,5 millions	Actions privilégiées de série 1
Série 3	8,5 millions	Actions privilégiées de série 4
Série 4	5,5 millions	Actions privilégiées de série 3
Série 5	12,7 millions	Actions privilégiées de série 6
Série 6	1,3 million	Actions privilégiées de série 5
Série 7	24 millions	Actions privilégiées de série 8
Série 9	18 millions	Actions privilégiées de série 10
Série 11	10 millions	Actions privilégiées de série 12
Série 13	20 millions	Actions privilégiées de série 14
Série 15	40 millions	Actions privilégiées de série 16
Options permettant d'acheter des actions ordinaires	En circulation	Pouvant être exercées
	12 millions	8 millions

Pour plus de renseignements sur les actions privilégiées, voir les notes afférentes à nos états financiers consolidés.

Dividendes

exercices clos les 31 décembre

	2018	2017	2016
Dividendes déclarés			
par action ordinaire	2,76 \$	2,50 \$	2,26 \$
par action privilégiée de série 1	0,8165 \$	0,8165 \$	0,8165 \$
par action privilégiée de série 2	0,78835 \$	0,62138 \$	0,60648 \$
par action privilégiée de série 3	0,538 \$	0,538 \$	0,538 \$
par action privilégiée de série 4	0,62748 \$	0,46138 \$	0,44648 \$
par action privilégiée de série 5	0,56575 \$	0,56575 \$	0,56575 \$
par action privilégiée de série 6	0,69341 \$	0,55275 \$	0,50648 \$
par action privilégiée de série 7	1,00 \$	1,00 \$	1,00 \$
par action privilégiée de série 9	1,0625 \$	1,0625 \$	1,0625 \$
par action privilégiée de série 11	0,95 \$	0,95 \$	1,1875 \$
par action privilégiée de série 13	1,375 \$	1,375 \$	1,18525 \$
par action privilégiée de série 15	1,225 \$	1,225 \$	0,3323 \$

Facilités de crédit

Nous avons recours à plusieurs facilités de crédit confirmées pour appuyer nos programmes de papier commercial et nous procurer les liquidités à court terme nécessaires pour répondre aux besoins généraux de l'entreprise. En outre, nous disposons de facilités de crédit à vue qui sont aussi utilisées à des fins générales, notamment l'émission de lettres de crédit et le dégagement de liquidités additionnelles.

Au 11 février 2019, nous disposons de facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisant 12,8 milliards de dollars, dont voici un aperçu :

Montant	Capacité inutilisée	Emprunteur	Objet	Échéance
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogables				
3,0 milliards \$	3,0 milliards \$	TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars canadiens de TCPL et à des fins générales	Décembre 2023
4,5 milliards \$ US	4,5 milliards \$ US	TCPL/TCPL USA/ Columbia/TAIL	Servant à appuyer les programmes de papier commercial en dollars américains de TCPL et de TCPL USA et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2019
1,0 milliard \$ US	1,0 milliard \$ US	TCPL/TCPL USA/ Columbia/TAIL	Servant aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2021
Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue				
2,1 milliards \$	1,0 milliard \$	TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires, la facilité de TCPL USA étant garantie par TCPL	À vue
5,0 milliards MXN	5,0 milliards MXN	Filiale mexicaine	Utilisée pour répondre aux besoins généraux au Mexique, garantie par TCPL	À vue

Au 11 février 2019, les sociétés qui nous sont affiliées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées dont le solde inutilisé s'élevait à montant additionnel de 0,8 milliard de dollars.

Obligations contractuelles

Nos obligations contractuelles comprennent la dette à long terme, les contrats de location-exploitation, les obligations d'achat et les autres passifs engagés dans le cours des affaires, tels que les montants liés à nos responsabilités en matière d'environnement, aux régimes de retraite et aux régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite des employés.

Paiements exigibles (par période)

au 31 décembre 2018 (en millions de dollars)					
	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Billets à payer	2 762	2 762	—	—	—
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur	47 479	3 465	4 932	4 031	35 051
Contrats de location-exploitation ¹	729	74	143	130	382
Obligations d'achat	8 187	2 985	3 640	372	1 190
	59 157	9 286	8 715	4 533	36 623

¹ Versements futurs pour divers bureaux, services et matériel, déduction faite des encaissements de sous-location.

Billets à payer

Le total des billets à payer était de 2,8 milliards de dollars à la fin de 2018, contre 1,8 milliard de dollars à la fin de 2017.

Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur

À la fin de 2018, la dette à long terme s'élevait à 40,0 milliards de dollars et les billets subordonnés de rang inférieur impayés se chiffraient à 7,5 milliards de dollars, comparativement à 34,7 milliards de dollars et à 7,0 milliards de dollars, respectivement, au 31 décembre 2017.

Nous nous efforçons d'uniformiser le profil des échéances de la dette. La durée moyenne pondérée jusqu'à l'échéance de notre dette à long terme et de nos billets subordonnés de rang inférieur est de 20 ans, la majeure partie des remboursements finaux ayant lieu après cinq ans.

Paiements d'intérêts

Les paiements d'intérêts prévus liés à notre dette à long terme et nos billets subordonnés de rang inférieur en date du 31 décembre 2018 sont indiqués ci-après.

au 31 décembre 2018 (en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dette à long terme	27 447	1 941	3 593	3 163	18 750
Billets subordonnés de rang inférieur	28 039	416	833	834	25 956
	55 486	2 357	4 426	3 997	44 706

Contrats de location-exploitation

Les contrats de location-exploitation des bureaux, services et matériel viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2052. Certains de ces contrats comportent une option de renouvellement pour des périodes de un an à 25 ans.

Obligations d'achat

Nous avons contracté des obligations d'achat négociées aux prix du marché et dans le cours normal des affaires, y compris des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme.

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations comprennent les obligations relativement à la construction des projets de croissance et sont fondés sur l'exécution des projets selon les prévisions. Si ces projets devaient être modifiés, voire annulés, les engagements seraient réduits, et peut-être même éliminés, dans le contexte de mesures d'atténuation des coûts.

Paiements exigibles (par période)

au 31 décembre 2018 (en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Gazoducs – Canada					
Transport par des tiers ¹	859	83	161	138	477
Dépenses d'investissement ²	4 647	1 700	2 947	—	—
Gazoducs – États-Unis					
Transport par des tiers ¹	700	119	199	108	274
Dépenses d'investissement ²	50	50	—	—	—
Gazoducs – Mexique					
Dépenses d'investissement ²	342	287	55	—	—
Pipelines de liquides					
Dépenses d'investissement ²	406	406	—	—	—
Autres	22	5	7	6	4
Énergie					
Achats de produits de base	91	63	28	—	—
Dépenses d'investissement ²	700	199	163	56	282
Autres ³	300	34	56	58	152
Siège social					
Dépenses d'investissement ²	70	39	24	6	1
	8 187	2 985	3 640	372	1 190

1 Les taux de demande peuvent changer. Les obligations contractuelles sont basées sur les volumes de la demande seulement et ne tiennent pas compte des charges variant en fonction des volumes de livraison.

2 Les montants comprennent principalement les dépenses en immobilisations et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation destinés à des projets d'investissement; ce sont des estimations qui subissent l'influence de la variabilité selon le moment de la construction et des besoins du projet.

3 Le poste comprend des estimations de certains montants sujets à changement en fonction des heures de fonctionnement de la centrale, de l'indice des prix à la consommation, des coûts réels d'entretien de la centrale, des salaires qui y sont versés et des modifications apportées aux tarifs réglementés pour le transport de carburant.

Perspectives

Nous aménageons des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement de 57 milliards de dollars. Les actifs d'infrastructure de longue durée visés par le programme sont appuyés par des conventions commerciales à long terme ou des modèles d'exploitation réglementés axés sur les coûts de service et, une fois en service, ils devraient générer une forte croissance du résultat et des flux de trésorerie.

Notre programme d'investissement de 57 milliards de dollars comprend un montant de 36,6 milliards de dollars destiné à des projets garantis et un montant de 20,7 milliards de dollars destiné à des projets en cours d'aménagement, qui doivent tous faire l'objet d'approbations commerciales ou réglementaires. Nous prévoyons financer ce portefeuille par la croissance de nos flux de trésorerie autogénérés et une combinaison d'autres options de financement comprenant :

- des titres d'emprunt de premier rang;
- des titres hybrides;
- des actions privilégiées;
- la vente d'actifs;
- du financement de projets;
- la participation possible de partenaires stratégiques ou financiers.

De plus, au besoin, nous pourrions aussi avoir recours aux options de financement suivantes :

- l'émission d'actions ordinaires dans le cadre de notre RRD;
- l'émission d'actions ordinaires dans le cadre de notre programme ACM;
- des émissions distinctes d'actions ordinaires.

GARANTIES

Sur de Texas

Nous et notre partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, avons conjointement garanti la performance financière de cette entité. Les ententes de garantie comprennent une garantie et une lettre de crédit qui visent principalement les services de construction et la livraison de gaz naturel. La durée de ces garanties s'étend jusqu'à 2020.

Au 31 décembre 2018, notre quote-part du risque découlant des garanties du gazoduc Sur de Texas était évaluée à 183 millions de dollars. La valeur comptable en est estimée à 1 million de dollars.

Bruce Power

Avec notre partenaire d'investissement, BPC Generation Infrastructure Trust, nous avons garanti solidairement l'obligation financière conditionnelle de Bruce Power relativement à un contrat de location. La garantie relative à Bruce Power expirera en 2021.

Au 31 décembre 2018, notre quote-part du risque découlant de la garantie de Bruce Power était évaluée à 88 millions de dollars. La valeur comptable en était de néant.

Autres entités détenues conjointement

Nous et nos associés dans certaines autres entités détenues en partie avons garanti conjointement, individuellement ou conjointement et solidairement la performance financière de ces entités. Les ententes de garantie comprennent des garanties et des lettres de crédit s'inscrivant principalement dans le contexte de l'acheminement du gaz naturel, des services de construction, y compris les conventions d'achat, et du paiement des obligations. La durée de ces garanties s'étend jusqu'à 2059.

Au 31 décembre 2018, notre quote-part estimative à l'égard du risque éventuel découlant des garanties était évaluée à 104 millions de dollars. La valeur comptable de ces garanties se chiffrait à environ 11 millions de dollars. Dans certains cas, si nous effectuons un paiement supérieur à notre quote-part, compte tenu de notre participation, l'écart doit être remboursé par nos associés.

OBLIGATIONS – RÉGIMES DE RETRAITE ET RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

Nous nous attendons à capitaliser en 2019 environ 113 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, environ 7 millions de dollars dans les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et environ 61 millions de dollars dans le régime d'épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées. De plus, nous prévoyons fournir une lettre de crédit de 17 millions de dollars en faveur du régime à prestations déterminées canadien pour répondre aux exigences de solvabilité.

En 2018, nous avons capitalisé 103 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, 23 millions de dollars dans les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et 59 millions de dollars dans le régime d'épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées. Nous avons également fourni en faveur du régime de retraite à prestations déterminées canadien une lettre de crédit de 17 millions de dollars pour remplir les exigences de solvabilité.

Perspectives

La prochaine évaluation actuarielle des régimes de retraite et autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite sera effectuée en date du 1^{er} janvier 2019. Compte tenu de la conjoncture en cours, nous prévoyons que la capitalisation requise pour ces régimes avoisinera le niveau de 2018 pendant encore plusieurs années, ce qui nous permettra d'amortir les déficits de solvabilité et de parer aux coûts de capitalisation habituels.

Le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs à la retraite a été ramené de 106 millions de dollars en 2017 à 74 millions de dollars en 2018, en raison surtout des rendements plus élevés que nous nous attendons à tirer des actifs du régime.

Les coûts nets futurs des avantages sociaux et le montant de la capitalisation dépendront toutefois de divers facteurs, notamment :

- des taux d'intérêt;
- des rendements réels des actifs des régimes;
- des modifications de la conception des régimes et des hypothèses actuarielles;
- des résultats réels des régimes par rapport aux projections;
- des modifications des règlements et des lois portant sur les régimes de retraite.

Selon nous, les accroissements requis du niveau de capitalisation des régimes ne devraient pas avoir d'incidence significative sur notre situation de trésorerie.

Autres renseignements

GESTION DES RISQUES D'ENTREPRISE

La gestion des risques fait partie intégrante de l'exploitation réussie de notre entreprise. Notre stratégie consiste à faire en sorte que les risques assumés par TransCanada et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques. Nous gérons les risques au moyen d'un processus de gestion des risques d'entreprise centralisé qui nous permet de repérer les risques susceptibles d'avoir une incidence significative sur l'atteinte de nos objectifs stratégiques.

Le comité de gouvernance d'entreprise, qui fait partie de notre conseil d'administration, assure la surveillance des activités de gestion des risques d'entreprise, ce qui consiste notamment à vérifier que des systèmes de gestion adéquats sont en place afin de repérer et de gérer les risques, y compris la surveillance par le conseil des politiques, programmes et pratiques de gestion des risques. D'autres comités du conseil sont chargés de surveiller des risques particuliers :

- le comité des ressources humaines encadre le renouvellement des membres de la haute direction, la capacité organisationnelle et le risque lié à la rémunération pour assurer la concordance de nos pratiques en matière de rémunération avec notre stratégie globale;
- le comité SSDE veille aux risques relatifs à l'environnement, à la santé, à la sécurité, à la durabilité et à l'exploitation;
- le comité d'audit supervise les activités de gestion des risques financiers menées par la direction.

L'équipe de la haute direction a la responsabilité d'élaborer et de mettre en œuvre des plans et mesures de gestion des risques. La rémunération des membres de cette équipe tient compte d'une gestion des risques efficace.

Certains des risques généraux auxquels notre société est exposée et qui font l'objet d'une surveillance continue sont résumés ci-après. Les risques particuliers à chaque secteur d'exploitation sont présentés avec l'exposé du secteur.

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
<p>Interruption des activités</p> <p>Les risques opérationnels tels que les pannes et défaillances de matériel, les conflits de travail ou les catastrophes naturelles et autres sinistres, y compris ceux qui résultent des changements climatiques, d'actes de terrorisme ou de sabotage</p>	<p>Ces risques sont susceptibles de réduire les produits et d'accroître les coûts d'exploitation, d'entraîner des frais juridiques, réglementaires ou autres et, par conséquent, de porter atteinte aux résultats. Les pertes qui ne peuvent être recouvrées à même les droits ou les contrats ou qui ne sont pas couvertes par l'assurance peuvent avoir une incidence négative sur les activités d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière. Certains événements pourraient donner lieu à un risque de blessures et de dommages écologiques.</p>	<p>Nous disposons du système de gestion opérationnelle de TransCanada (« SGOT ») qui englobe nos programmes visant la santé, la sécurité, la durabilité, l'environnement et l'intégrité des actifs destinés à prévenir les incidents et à assurer la protection des personnes, de l'environnement et de nos actifs. Le SGOT comprend des programmes de gestion des incidents, des situations d'urgence et des crises qui visent à permettre à TransCanada de réagir efficacement aux événements qui posent un risque opérationnel, de réduire les pertes et les blessures et d'améliorer sa capacité de reprendre ses activités d'exploitation. Ces mesures sont appuyées par notre programme de continuité des activités qui identifie les processus critiques de l'entreprise et qui élabore des plans de reprise correspondants pour assurer la continuité des processus. Nous disposons aussi d'un régime d'assurance multirisque visant à atténuer une certaine partie de ces risques, mais il ne couvre pas tous les événements ni toutes les circonstances possibles.</p>
<p>Cybersécurité</p> <p>Nous dépendons de notre technologie de l'information pour traiter, transmettre et stocker l'information électronique, notamment les données dont nous nous servons pour exploiter nos actifs de façon sécuritaire. Nous devons toujours composer avec les risques liés à la cybersécurité et nous pourrions être exposés à divers événements touchant la cybersécurité dirigés contre notre technologie de l'information. Les méthodes employées pour obtenir des accès non autorisés, désactiver ou dégrader des services ou encore saboter des systèmes sont en constante évolution et il peut être difficile de les prévoir ou de les détecter longtemps d'avance.</p>	<p>Toute atteinte à la sécurité de notre technologie de l'information pourrait entraîner la perte, l'utilisation malveillante ou l'interruption de l'information et de fonctions critiques et être lourde de conséquences pour nos activités d'exploitation, endommager nos actifs, causer des incidents relatifs à la sécurité, dégrader l'environnement, ruiner notre réputation, présenter un désavantage concurrentiel et être source de mesures d'exécution de la réglementation et de litiges potentiels, ce qui pourrait avoir des répercussions négatives significatives sur nos activités d'exploitation, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.</p>	<p>Nous avons une stratégie de cybersécurité globale conforme aux normes de l'industrie en matière de cybersécurité. Cette stratégie est examinée et actualisée régulièrement, et un rapport sur l'état de notre programme de cybersécurité est présenté au comité d'audit chaque trimestre. Ce programme comprend l'évaluation des risques en matière de cybersécurité, la surveillance en continu des réseaux et des autres sources d'information pour déceler les éventuelles menaces visant l'organisation, des plans et des processus complets d'intervention en cas d'incidents et un programme de sensibilisation à la cybersécurité à l'intention des employés. Nous avons souscrit une assurance qui peut couvrir les pertes imputables aux dommages matériels causés à nos installations par suite d'un événement touchant la cybersécurité, mais l'assurance ne couvre pas tous les événements dans toutes les circonstances.</p>
<p>Réputation et relations</p> <p>Aux fins de nos activités et de nos perspectives de croissance, nous devons entretenir des relations étroites avec nos principales parties prenantes, telles que, les collectivités autochtones, les propriétaires fonciers, les gouvernements, les organismes gouvernementaux et les organisations environnementales non gouvernementales. Une mauvaise gestion des attentes et des enjeux qui importent à nos parties prenantes, y compris en ce qui concerne les changements climatiques, pourrait entacher notre réputation et nuire à notre capacité d'exercer nos activités et de prendre de l'expansion ainsi qu'à notre accès à des sources de financement au coût du capital.</p>	<p>Notre réputation auprès de nos parties prenantes, notamment les collectivités autochtones, peut avoir une influence considérable sur nos activités d'exploitation et nos projets, l'aménagement de nos infrastructures et notre réputation en général. Si les investisseurs en viennent à avoir une perception négative de nos infrastructures énergétiques, cela pourrait entraver notre accès à des capitaux d'investissement dans l'avenir.</p>	<p>Le cadre de mobilisation des parties prenantes guide nos activités de mobilisation des parties prenantes. Nos quatre valeurs fondamentales, l'intégrité, la collaboration, la responsabilité et la sécurité, sont au cœur de notre engagement envers les parties prenantes et nous guident dans nos interactions avec elles. Nous avons aussi élaboré des programmes et des politiques à l'intention expresse des parties prenantes, qui définissent nos exigences, évaluent les risques et facilitent la conformité aux lois et aux politiques.</p>

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
Accès au capital à un coût concurrentiel		
Nous avons besoin de montants substantiels sous forme de capitaux d'emprunt et de capitaux propres pour financer notre portefeuille de projets de croissance et rembourser notre dette arrivant à échéance, et ce, à des coûts suffisamment inférieurs à nos rendements sur le capital investi.	Une détérioration importante et prolongée de la conjoncture du marché et une attitude moins favorable des investisseurs pourraient entraver notre accès à des capitaux à un coût concurrentiel, ce qui nuirait à notre capacité de produire un rendement intéressant sur le capital investi.	Nous exerçons nos activités dans le cadre de nos moyens financiers et de notre tolérance au risque, maintenons un large éventail de leviers de financement et faisons aussi de la gestion de notre portefeuille un volet important de notre programme de financement. En outre, nous entretenons une relation franche et proactive avec les membres de la communauté financière, y compris les agences de notation, dans le but de les tenir au courant de l'évolution de nos activités et de leur transmettre des informations exactes au sujet des perspectives, des risques et des défis qui nous concernent.
Stratégie de répartition du capital		
Pour être concurrentiels, nous devons offrir des services d'infrastructures énergétiques dans les zones d'approvisionnement et de demande, et ce, pour les formes d'énergie que recherchent les clients.	Si les formes d'énergie de remplacement à plus faibles émissions de carbone devaient se traduire par une baisse de la demande visant nos services actuels, la valeur de nos actifs d'infrastructures énergétiques pourrait en souffrir.	Notre portefeuille d'actifs est diversifié et nous avons recours à la gestion de portefeuille pour nous départir des actifs non stratégiques. Nous menons des analyses pour repérer des bassins d'approvisionnement résilients dans le cadre des mesures fondamentales liées à l'énergie et des évaluations d'aménagements stratégiques. De plus, nous restons à l'affût des technologies novatrices afin d'éclairer notre stratégie de répartition du capital.
Coûts de réalisation et coûts en capital		
Tout investissement dans de grands projets d'infrastructure suppose d'importants engagements de capitaux et des risques d'exécution connexes fondés sur l'hypothèse que ces actifs produiront un rendement des investissements intéressant à l'avenir.	Bien que nous déterminions minutieusement le coût prévu de nos projets d'investissement, dans le cas de certaines ententes commerciales, nous assumons le risque lié au dépassement des coûts en capital et au calendrier pouvant avoir une incidence sur le rendement du projet.	Notre programme de gouvernance de projets vient appuyer la réalisation des projets et l'excellence opérationnelle. Le programme est harmonisé avec le SGOT qui établit un cadre et des normes en vue d'optimiser la réalisation des projets et d'assurer que leur exécution se fait dans le respect des délais et du budget. Nous préférons établir une structure contractuelle pour nos projets afin de recouvrer les coûts d'aménagement si un projet est abandonné et mettre en place des mécanismes d'atténuation si des dépassements de coûts surviennent. Cependant, dans le cas de certaines ententes commerciales, nous partageons ou assumons le coût de ces risques.

Santé, sécurité, durabilité et environnement

Le comité SSDE du conseil supervise le risque opérationnel, la sécurité des personnes et des processus, la sécurité du personnel, les risques environnementaux et les risques associés aux changements climatiques, et veille à la conception et à la mise en application des systèmes, des programmes et des politiques de SSDE par des rapports réguliers de la direction. Nous avons recours à un système de gestion intégré qui définit un cadre de gestion de ces risques et qui nous permet de saisir, d'organiser, de documenter, de suivre et d'améliorer nos politiques, programmes et procédures en la matière.

Notre système de gestion est fondé sur les normes internationales et se conforme aux normes consensuelles extérieures de l'industrie et aux programmes volontaires, et respecte les exigences législatives applicables. Il suit un cycle d'amélioration continue articulé en quatre volets principaux :

- la planification – évaluation du risque et de la réglementation, fixation des objectifs et des cibles, définition des rôles et des responsabilités;
- la mise en application – conception et mise en application des programmes, procédures et normes de gestion du risque opérationnel;
- la production de rapports – production de rapports d'incidents et enquêtes connexes, suivi de la performance;
- l'action – activités de contrôle et examen de la performance par la direction.

Le comité SSDE examine la performance en SSDE et la gestion des risques opérationnels. Il reçoit des rapports détaillés sur :

- la gouvernance générale de la société en matière de SSDE;
- la performance d'exploitation et l'entretien préventif;
- les programmes visant l'intégrité des actifs;
- le degré de préparation aux situations d'urgence, les mesures d'intervention en cas d'incident et l'évaluation des incidents;
- les paramètres de rendement quant à la sécurité des personnes et des processus;
- notre programme environnemental;
- les faits nouveaux en matière de législation et de réglementation et la conformité connexe, notamment en ce qui concerne l'environnement;
- la prévention, l'atténuation et la gestion des risques en matière de SSDE, notamment les risques liés aux changements climatiques qui pourraient avoir une incidence défavorable sur TransCanada;
- les questions touchant la durabilité, notamment les questions d'ordre social et environnemental et celles qui concernent les changements climatiques;
- l'approche de la direction en ce qui concerne la communication volontaire d'information au public en matière de SSDE.

Santé et sécurité

La sécurité de notre personnel, des entrepreneurs et du public et l'intégrité de nos infrastructures pipelinières et énergétiques demeurent hautement prioritaires. Tous les nouveaux éléments d'actif sont conçus, construits et exploités en tenant pleinement compte des questions de sécurité et d'intégrité, et leur mise en service n'a lieu qu'une fois remplies toutes les exigences imposées.

En 2018, nous avons engagé 1,3 milliard de dollars pour l'intégrité des gazoducs et des pipelines de liquides que nous exploitons, soit 0,3 milliard de dollars de plus qu'en 2017, en raison notamment des dépenses d'investissement plus importantes au Canada, de l'accroissement des activités pour assurer l'intégrité des actifs de Columbia et des travaux servant à assurer l'intégrité de notre oléoduc Keystone aux États-Unis. Les dépenses consacrées à l'intégrité des pipelines fluctuent en fonction des résultats des évaluations annuelles du risque que représentent les réseaux ainsi que de l'étude des renseignements obtenus lors de récentes inspections et activités de maintenance ou lors d'incidents récents.

Conformément aux modèles réglementaires approuvés au Canada, les dépenses autres qu'en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité des pipelines réglementés par l'ONÉ sont généralement comptabilisées comme des coûts transférables et, par conséquent, elles sont habituellement sans incidence sur notre résultat. De même, aux termes des contrats visant le réseau d'oléoducs Keystone, les dépenses engagées pour assurer l'intégrité des pipelines sont recouvrées conformément aux dispositions du mécanisme de tarification et, par conséquent, elles n'influent habituellement pas sur notre résultat. Les dépenses autres qu'en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité de nos gazoducs aux États-Unis sont principalement comptabilisées comme des charges d'exploitation et de maintien.

Les dépenses liées à la sécurité et aux différents programmes d'intégrité des actifs énergétiques que nous exploitons nous permettent de réduire les risques pour les employés, le public, l'équipement et l'environnement immédiat et d'éviter toute perturbation des services énergétiques offerts à nos clients.

Ainsi qu'il est décrit sous la rubrique « Interruption des activités » ci-dessus, nous avons établi un ensemble de procédures afin de pouvoir gérer nos interventions en cas de catastrophes naturelles et de sinistres tels que des incendies de forêt, des tornades, des tremblements de terre, des inondations, des éruptions volcaniques et des ouragans. Ces procédures font partie de notre programme de gestion des urgences. Elles visent à assurer la protection de la santé et la sécurité de nos employés, à réduire les risques pour le grand public et à atténuer les éventuels effets négatifs de nos activités sur l'environnement.

Risques, respect des exigences et responsabilités en matière d'environnement

Nous avons établi un programme environnemental afin de réduire au minimum les éventuels effets négatifs de nos activités sur l'environnement. Ce programme définit nos obligations aux fins de la gestion proactive et systématique des risques d'ordre environnemental tout au long du cycle de vie de nos actifs.

Les principales causes des risques environnementaux que nous encourons sont notamment les suivantes :

- l'évolution de la réglementation et les coûts associés à nos émissions de polluants atmosphériques et de GES;
- le rejet de produits, notamment de pétrole brut, de diluant ou de gaz naturel, pouvant causer des dommages à l'environnement (sol, eau et air);
- l'utilisation, le stockage et l'élimination de produits chimiques et de matières dangereuses;
- la conformité et l'adhésion aux exigences et politiques d'entreprise et de réglementation ainsi qu'aux nouveaux règlements.

Nos actifs sont assujettis à des lois et règlements fédéraux, provinciaux, étatiques et locaux régissant la protection de l'environnement, notamment au chapitre des émissions atmosphériques, des émissions de GES, de la qualité de l'eau, des espèces menacées, des déversements d'eaux usées et de la gestion des déchets. Dans le cadre de l'exploitation de nos actifs, nous devons obtenir tout un éventail d'enregistrements, de licences, de permis et d'autorisations et nous plier à d'autres exigences en matière d'environnement. Tout défaut de conformité peut encourir l'imposition de pénalités administratives, civiles ou criminelles, l'obligation de prendre des mesures correctives ou la délivrance d'ordonnances portant sur les activités à venir.

Grâce à la mise en application de notre programme environnemental, nous assurons une surveillance continue de nos installations afin de faire en sorte qu'elles respectent toutes les exigences en matière d'environnement. Les modifications envisagées aux politiques, lois ou règlements environnementaux font l'objet d'une surveillance régulière de notre part et, lorsque les risques sont incertains ou susceptibles d'entraver notre capacité d'exercer efficacement nos activités, nous travaillons de façon indépendante ou en collaboration avec des associations industrielles afin de présenter des commentaires au sujet des propositions avancées.

Le 28 novembre 2017, par suite du bris de conduite survenu sur le réseau d'oléoducs Keystone près d'Amherst, au Dakota du Sud, le 16 novembre 2017, la PHMSA a délivré une ordonnance de mesures correctives (**Correction Action Order** ou « CAO ») (la « CAO d'Amherst ») qui nous oblige, entre autres, à réparer l'oléoduc conformément à un plan de réparation approuvé, à remettre l'oléoduc en service conformément à un plan de remise en service approuvé, à réduire la pression d'exploitation dans la section de l'oléoduc touchée jusqu'à nouvel ordre et à faciliter l'enquête sur les causes de l'incident. La restriction de pression imposée par la PHMSA a été levée ultérieurement, le 1^{er} mai 2018. Nous collaborons pleinement avec la PHMSA à l'égard de tout ce qui concerne cet incident ainsi qu'avec le département de l'environnement et des ressources naturelles du Dakota du Sud aux fins de la remise en état du site. Nous avons terminé tous les travaux de décontamination du sol et des eaux souterraines, et l'analyse de tous les échantillons de sol et d'eau souterraine confirme l'atteinte des normes requises. Le département de l'environnement et des ressources naturelles du Dakota du Sud a délivré un avis de fermeture le 3 janvier 2019. Les travaux de remise en état de la surface et de reverdissement ont été achevés en 2018, et ce segment de l'emprise a été retourné au programme de gestion de la végétation de l'emprise du réseau d'oléoducs Keystone. Le 29 janvier 2019, nous avons reçu confirmation de la PHMSA que nous nous sommes conformés aux modalités de la CAO d'Amherst, et le dossier est maintenant fermé.

Le 7 juin 2018, un tronçon d'un gazoduc de Columbia Gas a subi un bris à Nixon Ridge, dans le comté de Marshall en Virginie occidentale. Le gazoduc a été remis en service le 15 juillet 2018. TransCanada a reçu un avis d'ordonnance de sécurité proposée de la PHMSA à l'égard de ce bris le 9 juillet 2018, auquel elle a répondu le 7 août 2018. La société s'attend à recevoir en temps voulu une ordonnance définitive stipulant les mesures correctives finales.

Hormis la CAO d'Amherst et l'ordonnance de sécurité proposée visant le tronçon du gazoduc de Columbia Gas à Nixon Ridge, nous ne sommes au courant d'aucune ordonnance ou demande importante ni d'aucune poursuite à notre égard en ce qui a trait à des rejets dans l'environnement ou au titre de la protection de l'environnement.

Les obligations de conformité peuvent être à l'origine de coûts importants découlant de l'installation et de l'entretien de dispositifs de contrôle de la pollution ainsi que d'amendes et de pénalités imposées pour défaut de conformité, et elles pourraient limiter les activités. Les obligations liées à la prise de mesures correctives peuvent entraîner des coûts importants associés aux études et travaux menés à l'égard de propriétés contaminées, ainsi qu'à des demandes d'indemnisation pour contamination de propriétés.

Il est très ardu d'évaluer avec exactitude le moment et l'ampleur de nos dépenses futures liées aux questions d'environnement pour les raisons suivantes :

- l'évolution des lois et règlements sur l'environnement ainsi que de leurs interprétations et de leur application;
- les possibilités de nouvelles demandes d'indemnisation à l'égard d'actifs existants ou abandonnés;
- la modification des coûts estimatifs de contrôle de la pollution et de nettoyage, tout particulièrement dans les cas où nos estimations se fondent sur des études préliminaires ou des ententes provisoires;
- la découverte de nouveaux emplacements contaminés ou de renseignements complémentaires à l'égard d'emplacements contaminés connus;
- l'incertitude quant à la quantification de notre responsabilité conjointe et solidaire dans le cas où il y a peut-être plus d'une autre partie responsable à l'instance.

Au 31 décembre 2018, les charges à payer relativement à ces obligations totalisaient 32 millions de dollars (34 millions de dollars en 2017), ce qui correspond au montant estimatif dont nous aurons besoin pour bien gérer nos responsabilités actuelles en matière d'environnement. Nous croyons avoir tenu compte de toutes les éventualités pertinentes et établi des réserves appropriées pour les responsabilités en matière d'environnement, mais il subsiste un risque que des questions n'ayant pas été envisagées

fassent surface et exigent que nous mettions de côté des montants supplémentaires. Nous ajustons périodiquement ces réserves afin de tenir compte des variations des passifs.

Changements climatiques et risque lié à la réglementation connexe

Nous détenons des actifs et nous avons des intérêts commerciaux dans diverses régions assujetties à une réglementation en matière d'émissions de GES, y compris la gestion des émissions de GES et des politiques de tarification du carbone. En 2018, nous avons comptabilisé des charges de 62 millions de dollars (63 millions de dollars en 2017) à l'égard des programmes de tarification du carbone. Diverses initiatives ayant pour but la réduction des émissions de GES sont en cours d'élaboration ou de révision dans toute l'Amérique du Nord au niveau fédéral, régional, étatique et provincial. Nous surveillons de près ces initiatives nouvelles ou en voie de modification et formulons des commentaires à l'intention des organismes de réglementation à leur sujet. Nous sommes en faveur de politiques transparentes en matière de changements climatiques qui permettent la mise en valeur des ressources naturelles de façon durable et responsable sur le plan économique. Nous prévoyons que, pour la plupart, nos actifs seront visés par une réglementation ou une autre en vue de la gestion des émissions de GES. L'évolution de la réglementation pourrait se traduire par une augmentation des coûts d'exploitation ou d'autres charges, ou encore par des dépenses en immobilisations plus élevées pour assurer le respect d'éventuels nouveaux règlements.

Politiques en vigueur

Canada

- Environnement et Changement climatique Canada a publié la version définitive du règlement sur la réduction des émissions de méthane le 26 avril 2018. Ce règlement définit des obligations de réduction des émissions de méthane au moyen de modifications touchant l'exploitation et l'équipement. Différents échéanciers de conformité sont prévus selon les exigences, à compter de 2020. L'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan ont élaboré leurs propres règlements sur les émissions de méthane et ceux-ci remplacent la réglementation fédérale dans ces provinces. Cependant, le règlement fédéral sur la réduction des émissions de méthane s'appliquera aux installations assujetties à la réglementation fédérale dans ces provinces. En ce qui concerne la plupart des pipelines canadiens de TransCanada, c'est vraisemblablement la réglementation fédérale qui s'appliquera. Aux fins de la conformité, des équipements devront être modernisés, des activités fréquentes de détection et de colmatage des fuites devront être réalisées et des levés et mesures devront être effectués pour quantifier les émissions et produire les rapports annuels connexes. Les centrales électriques ne sont pas visées par ce règlement.
- La Colombie-Britannique impose une taxe sur les émissions de GES provenant de la consommation de combustibles fossiles. Nous recouvrons les coûts de conformité à même les droits payés par les clients.
- En Alberta, le 1^{er} janvier 2018, le règlement incitatif sur la compétitivité en matière de carbone (*Carbon Competitiveness Incentive Regulation* ou « CCIR ») a remplacé le règlement intitulé *Specified Gas Emitters Regulation* (« SGER »). Aux termes du règlement CCIR, les installations industrielles existantes qui produisent des GES au-delà d'un certain seuil sont tenues d'en ramener l'intensité sous une intensité de référence. Nos gazoducs et nos actifs énergétiques en Alberta sont assujettis au règlement CCIR. Nous recouvrons les coûts de conformité relatifs à nos gazoducs canadiens à même les tarifs réglementés. Une partie des coûts de conformité de nos actifs énergétiques sont recouverts par le truchement des prix du marché et d'activités de couverture.
- Le Québec a élaboré un programme de plafonnement et d'échange des GES rattaché au marché des émissions de GES de la Western Climate Initiative (la « WCI »). Au Québec, la centrale de cogénération de Bécancour est assujettie à ce programme. Le gouvernement attribue des droits d'émission gratuits à l'égard de la majorité des exigences de conformité de Bécancour. Pour le reste, les exigences ont été satisfaites au moyen d'instruments de GES achetés aux enchères ou sur des marchés secondaires. Le coût de ces unités d'émissions est récupéré par des contrats commerciaux. Les installations gazières du réseau principal au Canada qui traversent le Québec sont également assujetties à ce programme et des instruments de conformité ont été achetés afin d'assurer la conformité aux exigences de la WCI.
- L'Ontario a aboli son programme de plafonnement et d'échange en 2018. Les crédits de conformité achetés dans le cadre de l'ancien programme de plafonnement et d'échange ont été retirés par le nouveau gouvernement. Du fait de l'abolition de ce programme, l'Ontario n'a plus de règlement de tarification du carbone. Ainsi, les installations de production d'électricité et les pipelines de la société dans cette province sont assujettis au système de tarification fondé sur le rendement (« STFR ») fédéral depuis le 1^{er} janvier 2019. Le STFR fédéral s'applique aux centrales électriques qui produisent annuellement des émissions de plus de 50 000 tonnes d'équivalent CO₂. À l'heure actuelle, nous prévoyons que ce programme n'aura aucune incidence majeure sur le rendement financier de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario.

États-Unis

- En 2015, l'Environmental Protection Agency (l'« EPA ») des États-Unis a publié des règlements sur les émissions fugitives de méthane visant les postes de compression nouveaux ou modifiés dans le secteur du transport et du stockage de gaz naturel. En 2017, l'EPA a indiqué qu'elle comptait réviser ces règlements. En 2018, suivant les indications de l'administration Trump, l'EPA a entrepris l'assouplissement des exigences de ces règlements.
- Le 23 mars 2017, le California Air Resources Board a publié des règlements portant sur la surveillance et le colmatage des fuites de méthane. Les installations de transport de Tuscarora Gas doivent se conformer à ces règlements.
- En septembre 2016, l'État de Washington s'est doté de normes d'émission afin de plafonner et de réduire les émissions de GES provenant de certaines sources stationnaires. Certains postes de compression situés dans l'État de Washington pourraient être touchés par ces normes à compter de 2020.
- Le département de la protection de l'environnement de Pennsylvanie a adopté de nouveaux permis d'exploitation pour les installations pétrolières et gazières qui comportent des exigences multiples, notamment la détection et le colmatage des fuites de méthane.
- La Californie s'est dotée d'un programme de plafonnement et d'échange des GES rattaché au marché des émissions de GES de la WCI. En Californie, TransCanada doit engager des coûts liés au programme de plafonnement et d'échange en ce qui a trait à ses activités de commercialisation d'électricité.

Mexique

- Le 6 novembre 2018, le gouvernement du Mexique a publié un nouveau règlement qui établit des lignes directrices concernant la prévention et le contrôle des émissions de méthane dans le secteur des hydrocarbures, lequel aura une incidence sur nos gazoducs au Mexique. Les entreprises auront un an pour se conformer aux dispositions du règlement, qui comporte des exigences liées à l'équipement comme l'installation de systèmes de récupération de la vapeur et la détection et le colmatage des fuites, ainsi que des exigences administratives comme l'identification des émissions de méthane et la mise en place d'un programme de rapports sur les émissions.

Politiques à venir

- Le gouvernement du Canada a élaboré un plan fédéral visant la mise en place d'un cadre de tarification des émissions de carbone dans tous les territoires de compétence canadiens. Environnement et Changement climatique Canada est en voie de finaliser le règlement sur le STFR fédéral qui imposera une tarification du carbone aux grandes installations industrielles et établira des niveaux de référence fédéraux pour les émissions de GES de différents secteurs d'activité. Ce nouveau règlement fédéral s'appliquera aux provinces de l'Ontario, du Manitoba, de la Saskatchewan et du Nouveau-Brunswick car à l'heure actuelle, celles-ci n'ont pas de plan provincial de tarification du carbone et elles ne remplissent pas les critères du plan fédéral. Il pourrait en résulter une augmentation des coûts pour les pipelines et les installations énergétiques en place dans ces provinces.
- Le gouvernement du Canada a présenté un plan fédéral, la Norme sur les combustibles propres, qui vise l'établissement d'une norme nationale unique portant sur l'ensemble des types de combustibles et de leurs utilisations. Dans le cadre de la Norme sur les combustibles propres, le gouvernement fédéral propose l'électrification des stations de compression en tant que mécanisme de réduction des émissions de GES liées au transport du gaz naturel. Cela pourrait avoir une incidence défavorable sur nos actifs de compression du gaz naturel au Canada. Des démarches visant à influencer cette politique sont menées par l'entremise de l'Association canadienne de pipelines d'énergie et de l'Association canadienne du gaz. La publication de différents volets de la Norme sur les combustibles propres est prévue en 2019.
- Le gouvernement de la Saskatchewan a annoncé que certains grands émetteurs industriels seront assujettis à un système provincial proposé de tarification du carbone fondé sur une approche de STFR, ce qui pourrait avoir une incidence sur nos gazoducs canadiens dans cette province. Comme le système proposé ne remplit qu'une partie des exigences du plan fédéral, le STFR fédéral s'appliquera aux sources d'émissions non visées par le système proposé, y compris les centrales électriques et les gazoducs.
- L'État de New York a annoncé son intention d'adopter des règlements de réduction des émissions de méthane visant les installations existantes, nouvelles et modifiées. L'État n'a pas encore proposé de règlements, mais le gouverneur a annoncé le plan de l'État pour atteindre ses objectifs en matière d'énergie propre d'ici 2030, notamment une réduction de 40 % par rapport aux niveaux d'émissions de 1990. Les conséquences pour nos installations dépendront des détails de la réglementation lorsqu'elle sera connue, mais nos postes de compression dans l'État de New York seront probablement touchés.
- Le Maryland a annoncé son intention d'établir des règlements sur les émissions fugitives de méthane visant les postes de compression. L'État a collaboré avec des exploitants, dont TransCanada, pour élaborer des règlements de réduction des gaz à effet de serre. Comme TransCanada n'a qu'un seul poste de compression au Maryland et que celui-ci est électrique, aucune incidence majeure n'est prévue.

Modifications législatives touchant les évaluations environnementales

La majorité des gazoducs et des pipelines de liquides de la société au Canada sont assujettis à la réglementation fédérale de l'ONÉ en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, et les autres sont assujettis à la réglementation provinciale en Alberta et en Colombie-Britannique. Les nouveaux projets qui seront assujettis à la réglementation de l'ONÉ nécessitent une évaluation environnementale supervisée par l'ONÉ et conforme à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Nos actifs en exploitation n'entrent pas dans le champ d'application de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Tous les actifs sont susceptibles d'être assujettis à la *Loi sur la protection de la navigation* et à la *Loi sur les pêches* du gouvernement fédéral. Au Canada, plusieurs initiatives touchant les études d'impact environnemental sont en cours au niveau fédéral. Nous surveillons de près ces initiatives nouvelles ou en voie de modification et formulons des commentaires à l'intention des organismes de réglementation à leur sujet.

En février 2018, le gouvernement du Canada a publié le projet de loi C-69, *Loi édictant la Loi sur l'évaluation d'impact et la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie, modifiant la Loi sur la protection de la navigation et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois*. Ce projet de loi prévoit que les projets d'envergure seront soumis à un processus d'approbation réglementaire plus long et plus complexe et crée une grande source d'incertitude en ce qui concerne les nouveaux projets au Canada.

En février 2018, le gouvernement du Canada a aussi publié le projet de loi C-68, *Loi modifiant la Loi sur les pêches et d'autres lois en conséquence*. Ce projet de loi ne traite pas d'une série de détails, par exemple le processus d'octroi de permis, les obligations et les échéanciers liés aux projets ainsi que la façon de prendre en compte les préoccupations des Autochtones. Il pourrait avoir des conséquences sur les coûts et les calendriers des projets.

Risques financiers

Parce que nous sommes exposés au risque de marché et au risque de crédit lié aux contreparties, nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but d'atténuer l'incidence de ces risques sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionnariale.

Les stratégies, politiques et limites aux fins de la gestion des risques sont conçues pour faire en sorte que les risques assumés par TransCanada et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques. Le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties sont gérés à l'intérieur des limites établies par le conseil d'administration, mises en application par la haute direction et soumises à une surveillance de la part des groupes de la gestion des risques et d'audit interne de la société. Le comité d'audit du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect des politiques et procédures de gestion du risque de marché et du risque de crédit lié aux contreparties et sa façon d'évaluer la pertinence du cadre de gestion des risques.

Risque de marché

Nous construisons des projets d'infrastructures énergétiques ou y investissons, nous achetons ou vendons des produits de base, nous émettons des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et nous investissons dans des établissements à l'étranger. En raison de certaines de ces activités, nous sommes exposés à des risques de marché découlant des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt, qui peuvent influencer sur notre résultat et sur la valeur des instruments financiers que nous détenons. Nous évaluons les contrats auxquels nous recourons pour gérer le risque de marché afin de déterminer si ces contrats répondent en totalité ou en partie à la définition d'instrument dérivé.

Les contrats d'instruments dérivés qui contribuent à la gestion du risque de marché peuvent inclure les suivants :

- contrats à terme – contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base donné à un prix spécifié à une date future;
- swaps – contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées;
- options – contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant précis d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée, soit à n'importe quel moment pendant une période précise.

Risque lié au prix des produits de base

Les stratégies suivantes peuvent être employées pour gérer le risque lié au prix des produits de base qui touche nos activités à tarifs non réglementés :

- pour ce qui est de notre entreprise de production d'électricité, nous gérons notre exposition aux variations des prix des produits de base au moyen de contrats à long terme et d'activités de couverture, notamment la vente et l'achat d'électricité et de gaz naturel sur les marchés à terme;
- pour ce qui est de notre entreprise non réglementée de stockage de gaz naturel, notre exposition aux écarts saisonniers des prix du gaz naturel est gérée au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers et par la conclusion d'achats et de ventes de gaz naturel compensatoires sur les marchés à terme afin de garantir des marges positives futures;
- pour ce qui est de notre entreprise de commercialisation des liquides, nous concluons des contrats de location de capacité visant le pipeline ou le terminal de stockage. Des instruments dérivés servent à fixer une partie des prix variables auxquels ces contrats nous exposent et qui découlent des transactions portant sur les liquides.

La vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis en 2017 et celle de nos contrats d'électricité de détail du nord-est des États-Unis le 1^{er} mars 2018 ainsi que la résiliation progressive de nos contrats de commercialisation d'électricité aux États-Unis restants ont grandement atténué notre exposition au risque lié au prix de l'électricité.

Risque de taux d'intérêt

Nous avons recours à des emprunts à court terme et à long terme pour financer nos activités d'exploitation, ce qui nous expose au risque de taux d'intérêt. En règle générale, nous payons des intérêts à taux fixe sur notre dette à long terme et des intérêts à taux variable sur nos programmes de papier commercial et sur les montants prélevés sur nos facilités de crédit. Une petite partie de notre dette à long terme est assortie de taux d'intérêt variables. En outre, nous sommes exposés au risque de taux d'intérêt sur les instruments financiers et les obligations contractuelles qui comportent des composantes à taux variable. Nous avons recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options pour gérer ce risque.

Risque de change

Étant donné que nous dégageons des produits et engageons des charges qui sont libellés dans des devises autres que le dollar canadien, notre résultat et nos flux de trésorerie sont exposés aux fluctuations du change.

Parce qu'une partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US et que nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne peut influencer sur notre bénéfice net. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. Une partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US. Pour le reste, les risques sont couverts pour un an au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change, mais l'exposition subsiste par la suite.

Taux de change moyen – Conversion de dollars américains en dollars canadiens

Le taux de change moyen sur la conversion de un dollar américain en dollars canadiens s'est établi comme suit :

2018	1,30
2017	1,30
2016	1,33

L'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis est en partie enrayée par les intérêts sur la dette libellée en dollars US, ainsi qu'en fait état le tableau ci-après. Le BAII comparable est une mesure non conforme aux PCGR. Consulter la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » pour obtenir un complément d'information.

Principaux montants libellés en dollars US

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US)	2018	2017	2016
BAll comparable des gazoducs aux États-Unis	1 830	1 360	947
BAll comparable des gazoducs au Mexique ¹	486	353	215
BAll comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	876	604	482
BAll comparable des installations énergétiques aux États-Unis ²	—	100	285
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur libellés en dollars US	(1 325)	(1 269)	(1 127)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	15	3	22
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction libellée en dollars US	326	259	181
Participations sans contrôle et autres comparables aux États-Unis	(264)	(195)	(195)
	1 944	1 215	810

1 Exclut les intérêts débiteurs sur le prêt intersociétés lié à Sur de Texas, qui est compensé dans les intérêts créditeurs et autres.

2 Depuis le 1^{er} janvier 2018, les installations énergétiques aux États-Unis ne sont plus prises en compte dans le BAll comparable.

Couvertures de l'investissement net

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir notre investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

Risque de crédit lié aux contreparties

Au 31 décembre 2018, notre risque lié aux contreparties maximal en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie, aux débiteurs, aux actifs disponibles à la vente, aux actifs dérivés et aux prêts.

Nous sommes exposés au risque de crédit lié aux contreparties en ce qui a trait :

- à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie;
- aux débiteurs;
- aux actifs destinés à la vente;
- à la juste valeur des actifs dérivés;
- à un prêt.

Si une contrepartie à un instrument financier ne parvenait pas à remplir ses obligations conformément aux modalités de l'entente intervenue avec nous, nous pourrions essuyer une perte financière.

Pour gérer ce risque, nous faisons affaire avec des contreparties solvables, nous obtenons des garanties financières telles que des cautionnements, des lettres de crédit ou des liquidités lorsque nous l'estimons nécessaire et nous établissons un montant limite pour toute opération avec une contrepartie. Il n'y a aucune certitude que ces mesures puissent nous protéger contre des pertes importantes.

Nous surveillons les contreparties et passons en revue les débiteurs régulièrement. Nous constatons une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Aux 31 décembre 2018 et 2017, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante, aucune concentration importante du risque de crédit et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Nous sommes exposés à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers puisque ces derniers offrent des facilités de dépôt au comptant, nous fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour nous aider à gérer le risque lié aux contreparties et favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt.

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité est le risque que nous ne soyons pas en mesure de faire face à nos engagements financiers à leur échéance. Pour gérer notre liquidité, nous établissons continuellement des prévisions des flux de trésorerie afin de nous assurer de disposer de suffisamment de soldes de trésorerie, de flux de trésorerie liés à l'exploitation, de facilités de crédit confirmées et à vue, ainsi que d'un accès aux marchés financiers pour respecter nos engagements au titre de l'exploitation, du financement et des dépenses en immobilisations, tant dans des conditions normales que difficiles. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus d'information sur notre liquidité.

Actions en justice

Les actions en justice, les procédures d'arbitrage et les poursuites font partie intégrante des activités. Bien qu'il nous soit impossible de prédire avec certitude le résultat final de ces procédures et poursuites, la direction estime qu'aucune action en justice en cours ou éventuelle n'aura de conséquences importantes sur notre situation financière consolidée ou nos résultats d'exploitation consolidés.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Nous satisfaisons aux exigences des organismes de réglementation du Canada et des États-Unis en ce qui concerne les contrôles et procédures de communication de l'information, le contrôle interne à l'égard de l'information financière et les attestations du chef de la direction et du chef des finances.

Contrôles et procédures de communication de l'information

Sous la supervision de la direction et avec sa participation, y compris de la part du président et chef de la direction et du chef des finances, nous avons effectué des évaluations trimestrielles de l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information, y compris pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, comme il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. L'évaluation a permis au président et chef de la direction et au chef des finances de conclure à l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information, du fait qu'ils sont conçus de manière que l'information devant figurer dans les rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières, ou qui leur sont présentés, soit enregistrée, traitée, condensée et présentée avec exactitude dans les délais prévus en vertu des lois sur les valeurs mobilières, tant au Canada qu'aux États-Unis.

Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Il nous incombe de définir et de maintenir en place un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière dans le cadre d'une démarche conçue par le président et chef de la direction et par le chef des finances, ou sous leur supervision, et mise en œuvre par le conseil d'administration, la direction et le personnel de la société, afin de donner une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de leur publication conformément aux PCGR.

Sous la supervision de la direction et avec sa participation, y compris de la part du président et chef de la direction et du chef des finances, nous avons effectué une évaluation de l'efficacité de notre contrôle à l'égard de l'information financière en date du 31 décembre 2018 en nous appuyant sur les critères décrits dans le document intitulé « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. La direction a conclu au terme de cette évaluation qu'au 31 décembre 2018, le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace.

Notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2018 a été audité par le cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l., comme en fait foi l'attestation annexée au présent document.

Attestations du chef de la direction et du chef des finances

Notre président et chef de la direction et notre chef des finances ont remis à la SEC et aux organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada des attestations quant à la qualité de l'information présentée dans les rapports de l'exercice 2018 déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada.

Modifications du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Aucune modification n'a été apportée qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au cours de l'exercice couvert par le présent rapport annuel.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Pour dresser des états financiers conformes aux PCGR, nous devons faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur comptabilisation, parce que ces postes peuvent dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons preuve du meilleur jugement possible pour établir ces estimations et hypothèses. Nous évaluons aussi régulièrement les actifs et les passifs en tant que tels.

Les estimations comptables qui suivent exigent que nous ayons recours à des hypothèses importantes qui s'appuient sur des facteurs subjectifs ou fort incertains pour la préparation de nos états financiers. Toute modification de ces estimations pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers. Les estimations comptables critiques auxquelles nous avons recours pour dresser nos états financiers sont présentées dans les conventions comptables.

Dépréciation des actifs à long terme et de l'écart d'acquisition

Nous passons en revue les actifs à long terme, notamment les immobilisations corporelles, les participations comptabilisées à la valeur de consolidation et les projets d'investissement en cours d'aménagement, pour déterminer s'il y a perte de valeur lorsque des événements ou des changements de situation nous portent à croire que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Notre évaluation du caractère recouvrable des actifs à long terme prend en compte, sans s'y limiter, les facteurs suivants : la conjoncture macroéconomique, l'évolution des secteurs d'activité et des marchés dans lesquels nous exerçons nos activités, notre capacité à renouveler les contrats ainsi que le rendement financier et les perspectives de nos actifs. Si la valeur totale des flux de trésorerie futurs non actualisés estimée pour une immobilisation corporelle ou le prix de vente estimé pour un actif à long terme est inférieur à leur valeur comptable, nous considérons que la juste valeur est inférieure à la valeur comptable et nous enregistrons une perte de valeur. Dans le cas de l'écart d'acquisition, si la juste valeur de l'unité d'exploitation calculée d'après les flux de trésorerie actualisés est inférieure à sa valeur comptable, nous estimons que l'écart d'acquisition a subi une perte de valeur.

En 2018, les pertes de la valeur suivantes ont été comptabilisées :

- une dépréciation de 722 millions de dollars avant les impôts de la valeur comptable de notre participation dans Bison (140 millions de dollars après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle);
- une dépréciation de 79 millions de dollars avant les impôts de la valeur comptable de l'écart d'acquisition de Tuscarora (15 millions de dollars après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle).

En 2017, les pertes de la valeur suivantes ont été comptabilisées :

- une charge de 954 millions de dollars après les impôts sur la valeur comptable de notre participation dans Énergie Est et les projets connexes;
- une charge de 16 millions de dollars après les impôts au titre de la valeur comptable résiduelle d'un équipement de turbine du secteur de l'énergie;
- une charge de 12 millions de dollars après les impôts au titre de la valeur comptable résiduelle de notre participation dans TransGas.

Actifs à long terme

Bison

Au 31 décembre 2018, nous avons soumis notre participation dans le gazoduc Bison à un test de dépréciation par suite de la résiliation de certaines ententes de transport conclues avec des clients. Étant donné la perte de ces flux de trésorerie contractuels futurs et la persistance de la conjoncture de marché défavorable qui freine le débit du gazoduc, nous avons déterminé que la valeur comptable résiduelle de cet actif n'était plus recouvrable. Nous avons donc comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 722 millions de dollars dans notre secteur des gazoducs aux États-Unis. La quote-part qui nous revient de la charge de dépréciation, après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle, s'élève à 140 millions de dollars.

Énergie Est et projets connexes

En septembre 2017, nous avons demandé à l'ONÉ de suspendre son examen des demandes concernant les projets Énergie Est et de réseau principal de l'Est pour 30 jours afin de nous laisser le temps de procéder à l'examen attentif des changements apportés le 23 août 2017 par l'ONÉ à la liste de questions et de facteurs d'évaluation environnementale se rapportant aux projets et des répercussions de ces changements sur les coûts, les calendriers et la viabilité des projets.

En octobre 2017, après l'examen attentif des nouvelles circonstances, nous avons informé l'ONÉ que nous ne présenterions pas de demande relativement aux projets Énergie Est et de réseau principal de l'Est. Nous avons également avisé le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques du Québec que nous soustrayions le

projet Énergie Est du processus d'évaluation environnementale. Comme le pipeline Énergie Est devait aussi fournir des services de transport pour le pipeline Upland, nous avons aussi avisé le Département d'État des États-Unis en octobre 2017 que nous abandonnions le processus de demande de permis présidentiel à l'endroit de ce projet.

Après l'examen de la valeur comptable de 1,3 milliard de dollars des projets, y compris les fonds utilisés pendant la construction capitalisés depuis le début du projet, nous avons comptabilisé une charge hors trésorerie de 954 millions de dollars, après les impôts, au quatrième trimestre de 2017. Nous avons cessé de capitaliser les fonds utilisés pendant la construction relatifs à ces projets le 23 août 2017, date à laquelle l'ONÉ a dévoilé les changements apportés à la portée des travaux. Comme il a été impossible d'obtenir une décision réglementaire à l'égard d'Énergie Est, aucun recouvrement de coûts auprès de tiers n'est prévu.

Équipement de turbine du secteur de l'énergie

Au 31 décembre 2017, nous avons comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 16 millions de dollars après les impôts relativement à la valeur comptable d'un équipement de turbine après avoir déterminé qu'elle n'était plus recouvrable. Cet équipement de turbine avait été précédemment acheté pour un projet d'aménagement de centrale électrique qui ne s'est pas réalisé.

TransGas

Au troisième trimestre de 2017, nous avons constaté une charge de dépréciation de 12 millions de dollars après les impôts sur notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation de 46,5 % dans TransGas.

Écart d'acquisition

Nous évaluons l'écart d'acquisition chaque année afin de déterminer s'il y a perte de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation nous portent à croire qu'il peut y avoir perte de valeur pour un actif. Nous pouvons choisir d'évaluer tout d'abord des facteurs qualitatifs afin de déterminer si des événements ou des changements de situation indiquent qu'il pourrait y avoir perte de valeur pour l'écart d'acquisition et si nous déterminons qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit supérieure à sa valeur comptable, nous soumettons l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif. Nous pouvons aussi choisir de réaliser directement le test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition pour l'une ou l'autre de nos unités d'exploitation. Dans le cadre d'un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition, nous comparons la juste valeur de l'unité d'exploitation à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. Si la valeur comptable incluant l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation est supérieure à sa juste valeur, la dépréciation de l'écart d'acquisition correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur sa juste valeur.

Nous déterminons la juste valeur d'une unité d'exploitation en fonction de nos prévisions des flux de trésorerie futurs, ce qui exige le recours à des estimations et à des hypothèses au sujet des tarifs de transport, de l'offre et de la demande sur le marché, des occasions de croissance, des niveaux de production, de la concurrence livrée par d'autres sociétés, des coûts d'exploitation, des modifications d'ordre réglementaire, des taux d'actualisation, des multiples cours/bénéfice et d'autres multiples.

Tuscarora

Au quatrième trimestre de 2018, Tuscarora a établi son document réglementaire définitif en réponse aux mesures de la FERC de 2018 qui s'est traduit par une réduction de ses tarifs avec recours et, en janvier 2019, la conclusion d'un règlement de principe avec ses clients. Par suite de ces faits nouveaux et des modifications apportées à d'autres hypothèses d'évaluation adaptées à l'environnement commercial de Tuscarora, nous avons déterminé que la juste valeur de Tuscarora n'était plus supérieure à sa juste valeur, écart d'acquisition compris, et nous avons comptabilisé une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 79 millions de dollars dans notre secteur des gazoducs aux États-Unis. La quote-part qui nous revient de la charge de dépréciation, après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle, s'élève à 15 millions de dollars. Notre quote-part du solde résiduel de l'écart d'acquisition lié à Tuscarora, déduction faite des participations sans contrôle, se chiffrait à 6 millions de dollars US au 31 décembre 2018 (21 millions de dollars US en 2017).

Great Lakes

Au 31 décembre 2018, la juste valeur estimative de l'entreprise de transport de gaz naturel de Great Lakes dépassait sa valeur comptable de moins de 10 %. L'évaluation la plus récente de la juste valeur de cette unité d'exploitation a été effectuée au moyen d'une analyse des flux de trésorerie actualisés. Les hypothèses employées dans cette analyse portant sur la capacité de Great Lakes à réaliser sa valeur à long terme sur le marché nord-américain de l'énergie comprenaient notamment l'incidence de sa décision d'employer le Formulaire 501-G, les occasions qui se présenteront pour le réseau de dégager d'autres revenus ainsi que les modifications apportées à d'autres hypothèses d'évaluation adaptées à l'environnement commercial de Great Lakes. Bien que les conditions changeantes sur le marché et d'autres facteurs influant sur la performance financière à long terme de Great Lakes aient été positifs, il est possible que la réduction des flux de trésorerie prévisionnels ou des changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future d'une partie de l'écart d'acquisition se rapportant à Great Lakes. Notre quote-part de cet écart d'acquisition, déduction faite des participations sans contrôle, se chiffrait à 378 millions de dollars US au 31 décembre 2018 (379 millions de dollars US en 2017).

Ravenswood

Par suite de renseignements obtenus lors du processus de monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis de la société, au troisième trimestre de 2016, il a été établi que la juste valeur de Ravenswood n'était plus supérieure à sa valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition. La juste valeur de l'unité d'exploitation a été déterminée à l'aide d'une combinaison de méthodes, dont une analyse des flux de trésorerie actualisés et une fourchette des contreparties qui pourraient être obtenues de la vente. Les flux de trésorerie attendus ont été actualisés selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque, ce qui a permis d'en déterminer la juste valeur. Étant donné l'issue de ce processus, en 2016 nous avons comptabilisé dans le secteur de l'énergie une charge au titre de la dépréciation de l'écart d'acquisition correspondant à la totalité de la valeur comptable de l'écart d'acquisition se rapportant à Ravenswood, soit 1 085 millions de dollars (656 millions de dollars après les impôts).

INSTRUMENTS FINANCIERS

Instruments financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur, qui est calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés, y compris la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créditeurs et autres, les intérêts courus et les autres passifs à long terme se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme, et ces instruments seraient classés au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

Le risque de crédit a été pris en compte dans le calcul de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

Instruments dérivés

Nous utilisons des instruments dérivés pour réduire la volatilité associée aux fluctuations des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. Les instruments dérivés, y compris ceux qui sont admissibles et désignés pour la comptabilité de couverture, sont comptabilisés à la juste valeur.

La majeure partie des instruments dérivés qui ne sont pas désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture a été inscrite en tant que couvertures économiques et ceux-ci sont classés comme instruments détenus à des fins de transaction afin de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction sont constatées dans le bénéfice net de la période pendant laquelle elles surviennent. Pour cette raison, cela peut nous exposer à une variabilité accrue du résultat d'exploitation constaté, étant donné que la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction peut varier de façon considérable d'une période à l'autre.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris les dérivés admissibles à la comptabilité de couverture, peuvent être recouverts ou remboursés par l'entremise des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires et ils sont remboursés aux contribuables ou recouverts auprès de ceux-ci au cours d'exercices subséquents, lorsque le dérivé est réglé.

Juste valeur des instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée selon l'approche par le résultat au moyen des taux du marché et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des instruments dérivés portant sur des produits de base a été calculée selon l'approche par le marché, suivant laquelle l'évaluation de la juste valeur se fonde sur une transaction comparable aux cours du marché ou, en l'absence de cours du marché, sur les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou sur d'autres techniques d'évaluation. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments dérivés ne sont pas nécessairement représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

Présentation des instruments dérivés au bilan

La présentation au bilan de la juste valeur des instruments dérivés s'établit comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars)	2018	2017
Autres actifs à court terme	737	332
Actifs incorporels et autres actifs	61	73
Créditeurs et autres	(922)	(387)
Autres passifs à long terme	(42)	(72)
	(166)	(54)

Moment prévu du règlement des contrats – instruments dérivés

Le moment prévu du règlement des instruments dérivés présume que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants. Le montant des règlements variera en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date de règlement.

au 31 décembre 2018 (en millions de dollars)	Total de la juste valeur	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction					
Actifs	767	717	50	—	—
Passifs	(838)	(810)	(23)	—	(5)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture					
Actifs	31	20	8	2	1
Passifs	(126)	(112)	(4)	(2)	(8)
	(166)	(185)	31	—	(12)

Gains et pertes non réalisés et réalisés sur les instruments dérivés

Le sommaire n'inclut pas les couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017	2016
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹			
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base ²	28	62	123
Change	(248)	88	25
Taux d'intérêt	—	(1)	—
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	351	(107)	(204)
Change	(24)	18	62
Taux d'intérêt	—	1	—
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture			
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	(1)	23	(167)
Change	—	5	(101)
Taux d'intérêt	(1)	1	4

1 Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre des produits de base sont inclus dans les produits. Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres.

2 En 2018 et en 2017, aucun gain ni aucune perte n'ont été comptabilisés dans le bénéfice net au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération prévue ne se produirait pas (perte nette de 42 millions de dollars en 2016).

Incidence des opérations de couverture de la juste valeur et de flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les montants inscrits à l'état consolidé des résultats en ce qui a trait à l'incidence d'opérations de couverture de la juste de valeur ou de flux de trésorerie.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Produits (Énergie)			Intérêts débiteurs		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Total présenté à l'état consolidé condensé des résultats	2 124	3 593	4 206	(2 265)	(2 069)	(1 998)
Couvertures de la juste valeur						
Contrats de taux d'intérêt						
Éléments couverts	—	—	—	(71)	(74)	(74)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	—	—	—	(4)	1	8
Couvertures de flux de trésorerie						
Reclassement dans le bénéfice net des gains (pertes) sur les instruments dérivés depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu ¹						
Contrats de taux d'intérêt	—	—	—	22	17	14
Contrats sur produits de base	5	(20)	57	—	—	—

¹ Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. Il y a lieu de se reporter aux notes afférentes à nos états financiers consolidés.

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les dérivés comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui pourraient exiger que nous fournissions des garanties si un événement lié au risque de crédit devait se produire (par exemple, si notre cote de crédit était révisée à la baisse à un niveau de catégorie spéculative). Il est également possible que nous devions fournir des garanties si la juste valeur des instruments financiers dérivés est supérieure à des seuils de risque prédéfinis.

Compte tenu des contrats en vigueur et des prix du marché au 31 décembre 2018, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 6 millions de dollars (2 millions de dollars en 2017), et aucune garantie n'avait été fournie dans le cours normal des affaires au 31 décembre 2018 et au 31 décembre 2017. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2018, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties de 6 millions de dollars (2 millions de dollars en 2017). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

Nous disposons de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables pour 2018

Produits tirés de contrats conclus avec des clients

En 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits tirés de contrats conclus avec des clients. Les nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits tirés de ces contrats conformément à un modèle prescrit afin de refléter le transfert des biens ou services promis aux clients selon des montants qui tiennent compte de la contrepartie totale à laquelle la société s'attend à avoir droit, pendant la durée du contrat, en échange de la fourniture de ces biens ou services promis. Les biens ou services promis à un client représentent nos « obligations de prestation ». La contrepartie totale à laquelle nous nous attendons à avoir droit peut comprendre des montants fixes et des montants variables. Nos produits d'exploitation variables sont exposés à des facteurs indépendants de notre volonté, comme les prix de marché, les actions de tierces parties et les conditions météorologiques. Nous considérons que ces produits d'exploitation variables font l'objet d'une limitation, car ils ne peuvent être estimés de manière fiable; ainsi, nous comptabilisons les produits d'exploitation variables lorsque le service connexe est rendu.

Les nouvelles directives exigent également la présentation d'informations supplémentaires sur la nature, le montant, l'incertitude et le moment de la comptabilisation des produits et des flux de trésorerie y afférents.

Nos conventions comptables en ce qui a trait à la comptabilisation des produits d'exploitation n'ont pas fait l'objet de changements majeurs depuis l'adoption des nouvelles directives portant sur les produits tirés de contrats conclus avec des clients. Les résultats présentés pour 2018 reflètent l'application des nouvelles directives alors que les résultats correspondants de 2017 et de 2016 ont été établis et présentés conformément aux directives antérieures portant sur la comptabilisation des produits d'exploitation aussi appelées dans les présentes les « anciens PCGR des États-Unis ». Conformément aux anciens PCGR des États-Unis, les produits d'exploitation étaient constatés lorsque les risques et les avantages étaient transférés aux clients par la société au moment de la fourniture des biens et des services aux termes du contrat, pour un montant que la société prévoyait recouvrer auprès du client.

Conformément aux nouvelles directives appliquées en 2018, les produits d'exploitation sont comptabilisés lorsque nous avons satisfait à nos obligations de prestation en transférant le contrôle des biens ou des services promis à nos clients, selon un montant de contrepartie auquel nous nous attendons à avoir droit en échange de ces biens ou de ces services. Nous avons choisi d'avoir recours à une mesure de simplification pour comptabiliser les produits d'exploitation générés par les gazoducs aux États-Unis et certains gazoducs au Mexique sous contrats lorsque les montants sont facturés aux clients. Les nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, ont été appliquées selon la méthode transitoire rétrospective modifiée, et elles n'ont donné lieu à aucun écart important quant au moment et au montant de la constatation des produits d'exploitation.

Instruments financiers

En janvier 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des passifs financiers. Ces nouvelles directives modifient l'effet, à l'état des résultats, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la comptabilisation des variations de la juste valeur des passifs financiers lorsque l'option de la juste valeur est choisie. Selon ces nouvelles directives, nous sommes aussi tenus d'évaluer la provision pour moins-value au titre des actifs d'impôts reportés pour ce qui est des titres d'emprunt disponibles à la vente conjointement avec d'autres actifs d'impôts reportés. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et elles n'ont eu aucune incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Impôts sur le bénéfice

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'incidence fiscale des transferts intraentités d'actifs autres que des stocks. Les nouvelles directives exigent la comptabilisation de l'impôt reporté et de l'impôt exigible liés à des transferts intraentités d'actifs au moment où le transfert a lieu. Les nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, ont été mises en application selon une méthode rétrospective modifiée et ont donné lieu à un ajustement de 95 millions de dollars des bénéfices non répartis.

En février 2018, le FASB a publié de nouvelles directives permettant de reclasser dans les bénéfiques non répartis, depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu, les incidences fiscales en suspens découlant de la réforme fiscale aux États-Unis. Les directives peuvent être appliquées soit à la période pour laquelle elles sont adoptées, soit rétrospectivement à chacune des périodes visées par la comptabilisation des effets du changement. Ces nouvelles directives entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. La société a décidé d'adopter ces directives par anticipation au quatrième trimestre de 2018. Elle a eu recours à l'approche de portefeuille pour exclure les incidences fiscales du cumul des autres éléments du résultat étendu, pour les transférer dans les bénéfiques non répartis. La société a appliqué ces directives de façon rétrospective à l'ouverture de la période d'adoption, ce qui a entraîné un ajustement de 17 millions de dollars des bénéfiques non répartis.

Liquidités soumises à des restrictions

En novembre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie soumis à des restrictions figurant à l'état des flux de trésorerie. Selon les nouvelles directives, les variations du solde total de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, et des montants généralement décrits comme étant de la trésorerie soumise à des restrictions ou des équivalents de trésorerie soumis à des restrictions, doivent être expliquées à l'état des flux de trésorerie au cours de la période où elles se sont produites. La trésorerie et les équivalents de trésorerie soumis à des restrictions seront inclus dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie lors du rapprochement des totaux d'ouverture et de clôture à l'état des flux de trésorerie. Les nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, ont été appliquées de façon rétrospective et elles n'ont eu aucune incidence sur nos états financiers consolidés.

Avantages postérieurs au départ à la retraite

En mars 2017, le FASB a publié de nouvelles directives qui exigent que les entités séparent la composante coût des services rendus au cours de l'exercice des autres composantes du coût net des prestations et qu'elles la présentent à l'état des résultats, à même les autres coûts de la rémunération de l'exercice des salariés concernés. Ces nouvelles directives exigent également que les autres composantes du coût net des prestations soient présentées ailleurs dans l'état des résultats et exclues des produits d'exploitation si le total partiel de ces derniers est présenté. De plus, les nouvelles directives apportent des modifications aux composantes du coût net des prestations qui peuvent être capitalisées. Les entités doivent utiliser une méthode transitoire rétrospective en ce qui concerne l'exigence de présentation distincte à l'état des résultats des composantes du coût net des prestations, et une méthode transitoire prospective en ce qui concerne la capitalisation du coût des prestations. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et elles n'ont eu aucune incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Comptabilité de couverture

En août 2017, le FASB a publié de nouvelles directives, faisant en sorte qu'un plus grand nombre de stratégies de couverture financière et non financière peuvent satisfaire aux critères d'applicabilité de la comptabilité de couverture. Les nouvelles directives modifient également les exigences en matière de présentation en ce qui a trait à la variation de la juste valeur d'un dérivé et prévoient d'autres obligations d'information qui incluent des ajustements cumulatifs pour ce qui est des couvertures de la juste valeur et l'incidence de la couverture sur chacun des postes de l'état des résultats. Ces nouvelles directives entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et l'adoption anticipée est permise. Ces nouvelles directives, que nous avons choisi d'adopter en date du 1^{er} janvier 2018, ont été appliquées de manière prospective et n'ont pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Décomptabilisation d'actifs non financiers

En février 2017, le FASB a publié de nouvelles directives qui précisent les dispositions définissant le champ d'application des actifs non financiers et la façon de répartir la contrepartie à chacun des actifs distincts et qui modifient les directives sur la décomptabilisation d'un actif non financier distinct dans le cadre de transactions de vente partielles. Ces nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, ont été mises en application selon une méthode transitoire rétrospective modifiée et elles n'ont eu aucune incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Dépréciation de l'écart d'acquisition

En janvier 2017, le FASB a publié de nouvelles directives simplifiant le test de dépréciation de l'écart d'acquisition. Les nouvelles directives éliminent la seconde étape du test de dépréciation, soit l'obligation de calculer la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition pour évaluer la charge de dépréciation. Les entités comptabiliseront plutôt une charge de dépréciation correspondant à l'excédent de la valeur comptable d'une unité d'exploitation sur sa juste valeur. Ces nouvelles directives entrèrent en vigueur le 1^{er} janvier 2020, et l'adoption anticipée est permise. Nous avons décidé d'adopter ces directives au quatrième trimestre de 2018 puisqu'elles simplifiaient le test de dépréciation de l'écart d'acquisition. Les directives ont été appliquées de façon prospective et dans le cadre du test de dépréciation annuel de l'écart d'acquisition de 2018.

Modifications comptables futures

Contrats de location

En février 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des contrats de location. Les nouvelles directives modifient la définition de ce qui constitue un contrat de location et stipulent que le preneur à bail doit avoir 1) le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation de l'actif loué et 2) le droit d'en diriger l'utilisation pour qu'un arrangement soit considéré comme un contrat de location. Les nouvelles directives établissent aussi un modèle fondé sur le droit d'utilisation selon lequel le preneur à bail doit comptabiliser, au bilan, un actif lié au droit d'utilisation et une obligation locative correspondante pour tous les contrats de location dont la durée est supérieure à douze mois. Les preneurs à bail classeront les contrats de location en tant que contrats de location-financement ou de location-exploitation, le classement se répercutant sur le mode de comptabilisation des charges dans l'état des résultats. Les nouvelles directives n'apportent pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur. À l'heure actuelle, nous nous attendons à ce que la grande majorité de nos contrats de location dans lesquels nous intervenons en tant que bailleur soient toujours classés comme des contrats de location-exploitation en vertu de la nouvelle norme.

En janvier 2018, le FASB a publié une mesure de simplification facultative, aux fins de la transition, permettant d'omettre l'évaluation des servitudes non comptabilisées antérieurement à titre de contrats de location qui existaient ou qui étaient arrivées à échéance avant l'adoption par l'entité des nouvelles directives sur les contrats de location. L'entité qui choisit d'avoir recours à cette mesure de simplification est tenue de l'appliquer uniformément à la totalité de ses servitudes existantes ou échues non comptabilisées antérieurement à titre de contrats de location. Nous appliquerons cette mesure de simplification au moment du passage à la nouvelle norme.

Les nouvelles directives entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. Nous adopterons la nouvelle norme à sa date d'entrée en vigueur. Une approche transitoire rétrospective modifiée doit être employée aux fins de l'application de la nouvelle norme à tous les contrats de location déjà en vigueur à la date de première application, soit le 1^{er} janvier 2019. En juillet 2018, le FASB a publié une option de transition qui dispense les entités d'appliquer les nouvelles directives, y compris les obligations d'information, aux périodes comparatives qu'elles présentent dans leurs états financiers de l'exercice au cours duquel la norme est adoptée. Nous appliquerons cette option de transition et utiliserons la date d'entrée en vigueur comme date de première application. Par conséquent, l'information financière ne sera pas mise à jour et les obligations d'information requises en vertu de la nouvelle norme ne seront pas présentées pour les dates et les périodes antérieures au 1^{er} janvier 2019.

Nous opterons pour la série de mesures de simplification qui permettent aux entités de ne pas réévaluer les conclusions antérieures concernant l'identification et le classement des contrats de location ainsi que les coûts directs initiaux selon les règles de la nouvelle norme.

Nous sommes d'avis que les répercussions les plus importantes de l'adoption auront trait à la comptabilisation, au bilan, des nouveaux actifs au titre de droits d'utilisation et des obligations locatives afférents à nos contrats de location-exploitation ainsi qu'à la présentation de nouvelles informations importantes à fournir concernant nos activités locatives. Les directives n'auront pas d'incidence sur notre état des résultats. Au moment de l'adoption, nous comptabiliserons un actif au titre du droit d'utilisation d'environ 606 millions de dollars et des obligations additionnelles liées aux contrats de location-exploitation d'environ 600 millions de dollars, le calcul étant fonction de la valeur actualisée des paiements minimaux résiduels au titre de la location pour ce qui est des contrats de location-exploitation existants. La nouvelle norme prévoit également des mesures de simplification applicables à la comptabilité courante. Nous choisirons l'exemption relative à la comptabilisation des contrats de location à court terme, et ce, pour l'ensemble des contrats de location admissibles. Ainsi, dans le cas de ces contrats de location admissibles, nous ne comptabiliserons pas d'actif au titre du droit d'utilisation ni d'obligation locative. De plus, nous appliquerons la mesure de simplification visant à ne pas séparer les composantes locatives des composantes non locatives pour tous les contrats de location pour lesquels nous sommes le preneur à bail et pour les installations et les réservoirs de liquides des terminaux dont nous sommes le bailleur.

Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers

En juin 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient considérablement la façon dont les entités évaluent les pertes sur créances découlant de la plupart des actifs financiers et de certains autres instruments financiers qui ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Ces nouvelles directives modifient le modèle de dépréciation des instruments financiers, le faisant reposer sur les pertes attendues plutôt que sur les pertes subies. Les pertes sur créances attendues seront comptabilisées au moyen d'une provision plutôt qu'à titre de radiation directe de la fraction non amortie du coût. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, seront mises en application selon une méthode rétrospective modifiée. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de ces nouvelles directives et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Évaluation de la juste valeur

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient certaines obligations d'information ayant trait à l'évaluation de la juste valeur. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, mais l'adoption anticipée d'une partie ou de la totalité des exigences est permise. Nous évaluons actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Régimes de retraite à prestations déterminées

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives qui viennent modifier et préciser les obligations d'information concernant les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2021 et seront appliquées rétrospectivement, mais l'adoption anticipée est permise. Nous évaluons actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Coûts de mise en œuvre des ententes d'informatique en nuage

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives obligeant une entité partie à une entente d'hébergement qui constitue un contrat de service à suivre les directives applicables aux logiciels pour utilisation à l'interne afin de déterminer les coûts de mise en œuvre qui doivent être capitalisés et ceux qui doivent être comptabilisés en charges. Selon les directives, l'entité doit aussi amortir les coûts de mise en œuvre capitalisés relativement à une entente d'hébergement sur la durée de celle-ci. Les directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, mais l'adoption anticipée est permise. Ces directives peuvent s'appliquer rétrospectivement ou prospectivement à tous les coûts de mise en œuvre engagés suivant la date de l'adoption. Nous évaluons actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Consolidation

En octobre 2018, le FASB a publié de nouvelles directives visant à déterminer si les honoraires versés aux décideurs et aux prestataires de services constituent des droits variables pour les participations indirectes détenues par l'intermédiaire de parties liées sous contrôle commun. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020 et s'appliqueront de façon rétrospective, mais l'adoption anticipée est permise. Nous évaluons actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

RAPPROCHEMENT DU BAIIA COMPARABLE ET DU BAII COMPARABLE AU BÉNÉFICE SECTORIEL

exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
(en millions de dollars, sauf les montants par action)			
BAIIA comparable			
Gazoducs – Canada	2 379	2 144	2 182
Gazoducs – États-Unis	3 035	2 357	1 682
Gazoducs – Mexique	607	519	332
Pipelines de liquides	1 849	1 348	1 152
Énergie	752	1 030	1 281
Siège social	(59)	(21)	18
BAIIA comparable	8 563	7 377	6 647
Amortissement	(2 350)	(2 048)	(1 939)
BAII comparable	6 213	5 329	4 708
Postes particuliers :			
Dépréciation des actifs de Bison	(722)	—	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	(79)	—	—
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	(5)	—	—
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	170	—	—
Résiliation des contrats liant Bison	130	—	—
Gain de change – prêt intersociétés	5	63	—
Charge de dépréciation d'Énergie Est	—	(1 256)	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	(91)	(179)
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	(34)	(52)
Gain net (perte nette) sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	—	484	(844)
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	—	127	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	(1 085)
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	—	—	(332)
Coûts de restructuration	—	—	(22)
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	(4)
Activités de gestion des risques ¹	52	62	123
Bénéfice sectoriel	5 764	4 684	2 313

exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
(en millions de dollars)			
Installations énergétiques au Canada	3	11	4
Installations énergétiques aux États-Unis	(11)	39	113
Commercialisation des liquides	71	—	(2)
Stockage de gaz naturel	(11)	12	8
Total des gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques	52	62	123

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

(en millions de dollars, sauf les montants par action)

2018	T4	T3	T2	T1
Produits	3 904	3 156	3 195	3 424
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 092	928	785	734
Résultat comparable	946	902	768	864
Données sur les actions				
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	1,19 \$	1,02 \$	0,88 \$	0,83 \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,03 \$	1,00 \$	0,86 \$	0,98 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,69 \$	0,69 \$	0,69 \$	0,69 \$

2017	T4	T3	T2	T1
Produits	3 617	3 195	3 230	3 407
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	861	612	881	643
Résultat comparable	719	614	659	698
Données sur les actions				
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,98 \$	0,70 \$	1,01 \$	0,74 \$
Résultat comparable par action ordinaire	0,82 \$	0,70 \$	0,76 \$	0,81 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,625 \$	0,625 \$	0,625 \$	0,625 \$

Facteurs influant sur l'information trimestrielle par secteur

Les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre pour des raisons différentes selon le secteur.

Dans les secteurs Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique, à l'exception des fluctuations saisonnières des débits à court terme des gazoducs aux États-Unis, les produits et le bénéfice net trimestriels sont d'ordinaire relativement stables au cours d'un même exercice. À long terme, ils fluctuent toutefois en raison :

- des décisions rendues par les organismes de réglementation;
- des règlements négociés avec les expéditeurs;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits.

Dans le secteur des pipelines de liquides, les produits et le bénéfice net annuels sont fonction des contrats de transport de pétrole brut et des services de transport sur le marché au comptant ne faisant pas l'objet de contrats. Les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des décisions en matière de réglementation;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- de la demande de services de transport ne faisant pas l'objet de contrats;
- des activités de commercialisation des liquides;
- de certains ajustements de la juste valeur.

Dans le secteur de l'énergie, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des conditions météorologiques;
- de la demande des clients;
- des prix du marché pour le gaz naturel et l'électricité;
- des arrêts d'exploitation prévus et imprévus;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- de certains ajustements de la juste valeur;

- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits.

Facteurs influant sur l'information financière par trimestre

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR et non conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne rendent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée.

Du résultat comparable sont exclus les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés. Ces instruments dérivés constituent globalement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Par conséquent, nous imputons les variations de la juste valeur au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne font pas partie de nos activités sous-jacentes.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2018 sont exclus :

- un gain de 143 millions de dollars après les impôts lié à la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne;
- un recouvrement d'impôts reportés de 115 millions de dollars découlant de la radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse attribuable aux mesures de la FERC de 2018;
- un recouvrement d'impôts reportés de 52 millions de dollars découlant de l'établissement des répercussions définitives de la réforme fiscale aux États-Unis;
- un recouvrement d'impôts reportés de 27 millions de dollars lié à la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- un bénéfice de 25 millions de dollars après les impôts comptabilisé au titre de la résiliation des contrats liant Bison;
- une charge de dépréciation de 140 millions de dollars après les impôts se rapportant à Bison;
- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 15 millions de dollars après les impôts se rapportant à Tuscarora;
- une perte nette de 7 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2018 est également exclu :

- un bénéfice de 8 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2018 est également exclu :

- une perte de 11 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2018 est également exclu :

- un gain de 6 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, essentiellement attribuable au produit comptabilisé sur la vente de nos contrats de vente au détail.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2017 sont exclus :

- un recouvrement d'impôts reportés de 804 millions de dollars lié à la réforme fiscale aux États-Unis;
- un gain de 136 millions de dollars après les impôts au titre de la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario;
- un gain net de 64 millions de dollars après les impôts au titre de la monétisation de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- une charge de dépréciation de 954 millions de dollars après les impôts attribuable au pipeline Énergie Est et aux projets connexes faisant suite à notre décision de ne pas présenter de demande relativement à ces projets;
- une charge de 9 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2017 sont exclus :

- une perte supplémentaire nette de 12 millions de dollars après les impôts au titre de la monétisation de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- une charge de 30 millions de dollars, après les impôts, correspondant aux coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 8 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien des actifs de Keystone XL.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2017 sont exclus :

- un gain net de 265 millions de dollars, après les impôts, relatif à la monétisation de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis qui comprenait un gain de 441 millions de dollars, après les impôts, sur la vente de TC Hydro et une perte de 176 millions de dollars, après les impôts, sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne;
- une charge de 15 millions de dollars, après les impôts, correspondant aux coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 4 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien des actifs de Keystone XL.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2017 sont exclus :

- une charge de 24 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 10 millions de dollars, après les impôts, relative à la monétisation de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- une charge de 7 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts liés au maintien des actifs du projet Keystone XL;
- un recouvrement d'impôt de 7 millions de dollars se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers des actifs du projet Keystone XL.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2018

Résultats consolidés

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018	2017
Gazoducs – Canada	450	333
Gazoducs – États-Unis	(34)	461
Gazoducs – Mexique	128	93
Pipelines de liquides	532	(932)
Énergie	315	472
Siège social	23	63
Total du bénéfice sectoriel	1 414	490
Intérêts débiteurs	(603)	(541)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	161	140
Intérêts créditeurs et autres	(215)	(9)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	757	80
(Charge) recouvrement d'impôts	(38)	870
Bénéfice net	719	950
Perte nette (bénéfice net) attribuable aux participations sans contrôle	414	(49)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 133	901
Dividendes sur les actions privilégiées	41	40
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 092	861
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué(e)	1,19 \$	0,98 \$

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2018, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 231 millions de dollars (0,21 \$ par action) comparativement à la même période en 2017 en raison principalement des variations du bénéfice net indiquées ci-dessous et de l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 2017 et en 2018 dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission ACM.

Les résultats du quatrième trimestre de 2018 comprennent :

- un gain de 143 millions de dollars après les impôts lié à la vente de notre participation dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne;
- un recouvrement d'impôts reportés de 115 millions de dollars découlant de la radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse attribuable aux mesures de la FERC de 2018;
- un recouvrement d'impôts reportés de 52 millions de dollars découlant de l'établissement des répercussions définitives de la réforme fiscale aux États-Unis;
- un recouvrement d'impôts reportés de 27 millions de dollars lié à la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- un bénéfice de 25 millions de dollars après les impôts lié à la résiliation des contrats liant Bison;
- une charge de dépréciation de 140 millions de dollars après les impôts se rapportant à Bison;
- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 15 millions de dollars après les impôts se rapportant à Tuscarora;
- une perte de 7 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Les résultats du quatrième trimestre de 2017 comprennent :

- un recouvrement d'impôts reportés de 804 millions de dollars lié à la réforme fiscale aux États-Unis;
- un gain de 136 millions de dollars après les impôts au titre de la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario;
- un gain net de 64 millions de dollars après les impôts au titre de la monétisation de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- une charge de dépréciation de 954 millions de dollars après les impôts attribuable au pipeline Énergie Est et aux projets connexes faisant suite à notre décision de ne pas présenter de demande relativement à ces projets;
- une charge de 9 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels étaient comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet.

Le bénéfice net des deux périodes comprenait des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans des activités de gestion des risques qui ont été retranchés du résultat comparable avec les éléments précités.

Rapprochement du bénéfice net et du résultat comparable

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018	2017
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 092	861
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	(143)	—
Radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse	(115)	—
Réforme fiscale aux États-Unis	(52)	(804)
Gain net sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	(27)	(64)
Résiliation des contrats liant Bison	(25)	—
Dépréciation des actifs de Bison	140	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	15	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	7	—
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	—	(136)
Charge de dépréciation d'Énergie Est	—	954
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	9
Activités de gestion des risques ¹	54	(101)
Résultat comparable	946	719
Bénéfice net par action ordinaire	1,19 \$	0,98 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	(0,16)	—
Radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse	(0,13)	—
Réforme fiscale aux États-Unis	(0,06)	(0,92)
Gain net sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	(0,03)	(0,08)
Résiliation des contrats liant Bison	(0,03)	—
Dépréciation des actifs de Bison	0,16	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	0,02	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	0,01	—
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	—	(0,16)
Charge de dépréciation d'Énergie Est	—	1,09
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	0,01
Activités de gestion des risques ¹	0,06	(0,10)
Résultat comparable par action ordinaire	1,03 \$	0,82 \$

1 trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2018	2017
Commercialisation des liquides	81	15
Installations énergétiques au Canada	—	6
Installations énergétiques aux États-Unis	20	136
Stockage de gaz naturel	(5)	7
Change	(169)	(1)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	19	(62)
Total des (pertes) gains non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	(54)	101

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de certains aspects des postes particuliers présentés ci-dessus et exclut les charges d'amortissement hors trésorerie.

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre	
	2018	2017
BAIIA comparable	2 453	1 903
Ajustements :		
Amortissement	(681)	(516)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(603)	(541)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	161	140
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	11	56
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(268)	(234)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(86)	(49)
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(40)
Résultat comparable	946	719

BAIIA comparable et résultat comparable – comparaison de 2018 et de 2017

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 31 décembre 2018 a été supérieur de 550 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2017, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus élevé des gazoducs au Canada attribuable principalement à la reprise de l'amortissement accru par suite de la hausse tarifaire approuvée dans la décision rendue en 2018 par l'ONÉ sur le réseau principal et dans le règlement de 2018-2019 visant le réseau de NGTL et à la hausse des impôts sur le bénéfice transférés et des revenus incitatifs;
- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable essentiellement au résultat accru découlant de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, aux ventes contractuelles supplémentaires d'ANR et de Great Lakes et à l'amortissement du montant net des passifs réglementaires comptabilisés par suite de la réforme fiscale aux États-Unis;
- l'apport accru des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone, du résultat plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides et du résultat tiré des nouveaux pipelines mis en service à l'intérieur de l'Alberta au second semestre de 2017;
- le résultat plus élevé des gazoducs au Mexique par suite de changements dans le moment de la constatation des produits d'exploitation;
- le résultat inférieur de Bruce Power, principalement à cause de la baisse des volumes découlant du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation.

Le résultat comparable du trimestre clos le 31 décembre 2018 a été supérieur de 227 millions de dollars, ou 0,21 \$ par action ordinaire, à celui de la période correspondante de 2017. Cette augmentation est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- l'augmentation de l'amortissement, principalement en ce qui concerne les gazoducs au Canada, à cause de la hausse des taux d'amortissement approuvés dans la décision rendue en 2018 par l'ONÉ sur le réseau principal et dans le règlement de 2018-2019 visant le réseau de NGTL (hausse entièrement recouvrée, comme en témoigne la hausse du BAIIA comparable décrite ci-dessus, et qui n'a donc aucune incidence nette sur le résultat comparable) et de l'augmentation de l'amortissement découlant des nouveaux projets mis en service en 2017 et en 2018;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres et des billets échus;
- la diminution des intérêts créditeurs et autres, qui s'explique par le fait que les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US ont donné lieu à des pertes réalisées en 2018 alors qu'ils s'étaient soldés par des gains réalisés en 2017.

Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 tient également compte de l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 2017 et en 2018 dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission au cours du marché.

Points saillants, selon le secteur

Gazoducs – Canada

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Canada a augmenté de 117 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017 et équivaut au BAII comparable.

Le bénéfice net du réseau de NGTL a augmenté de 18 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à celui de la même période de 2017, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne plus élevée qui fait suite à l'expansion constante des réseaux et d'une hausse des revenus incitatifs au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 11 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017, en raison principalement de la hausse des revenus incitatifs découlant de la comptabilisation, pour l'exercice complet, de l'incidence de l'examen des droits relatifs au réseau principal au Canada pour la période de 2018 à 2020 sur réception de la décision de l'ONÉ de 2018 concernant le réseau principal.

Le BAIIA comparable a augmenté de 249 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la période correspondante de 2017 principalement grâce à la reprise de l'amortissement accru découlant de la hausse de tarifs approuvée dans la décision rendue en 2018 par l'ONÉ concernant le réseau principal au Canada et dans le règlement de 2018-2019 visant le réseau de NGTL et par suite de la hausse des impôts sur le bénéfice transférés et des revenus incitatifs. L'incidence sur un exercice complet de la hausse de l'amortissement, des impôts sur le bénéfice transférés et des revenus incitatifs découlant de la décision de l'ONÉ de 2018 concernant le réseau principal au Canada a été prise en compte au quatrième trimestre de 2018.

L'amortissement a augmenté de 132 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017, principalement en raison de l'augmentation des taux d'amortissement approuvée dans le cadre de la décision de l'ONÉ de 2018 concernant le réseau principal et du règlement visant le réseau de NGTL pour 2018-2019, ainsi que des installations du réseau de NGTL qui ont été mises en service en 2018.

Gazoducs – États-Unis

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a diminué de 495 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 comparativement à la même période de 2017.

Le bénéfice sectoriel du trimestre clos le 31 décembre 2018 comprenait les éléments suivants :

- une charge de dépréciation d'actifs hors trésorerie de 722 millions de dollars se rapportant à Bison;
- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition hors trésorerie de 79 millions de dollars se rapportant à Tuscarora;
- une somme de 130 millions de dollars au titre des paiements de résiliation reçus à l'égard de deux contrats de transport conclus par Bison, constatée dans les produits.

Ces montants sont présentés avant les impôts et la réduction au titre des participations sans contrôle de 74,5 % dans TC Pipelines, LP et ils ont été exclus du calcul du BAII comparable. L'appréciation du dollar américain au quatrième trimestre de 2018 a eu une incidence favorable sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens comparativement à la même période en 2017.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 a augmenté de 138 millions de dollars US par rapport à celui de la même période de 2017, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- l'augmentation des résultats tirés des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf mis en service ainsi que les ventes contractuelles supplémentaires d'ANR et de Great Lakes;
- l'augmentation du résultat attribuable à l'amortissement des passifs réglementaires nets comptabilisés en 2017, en partie contrebalancée par une réduction de certains tarifs de Columbia Gas par suite de la réforme fiscale aux États-Unis.

L'amortissement a augmenté de 18 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 comparativement à la même période de 2017 par suite de la mise en service de nouveaux projets.

Gazoducs – Mexique

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Mexique a augmenté de 35 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017 et est l'équivalent du BAII comparable.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique a augmenté de 24 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à celui de 2017, en raison de l'incidence :

- de l'accroissement des produits d'exploitation faisant suite aux changements apportés au moment de leur constatation;

- de la quote-part du bénéfice provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas, au titre duquel une provision pour les fonds utilisés pendant la construction est comptabilisée, déduction faite des intérêts débiteurs sur un prêt intersociétés consenti par TransCanada. Les intérêts débiteurs sur ce prêt intersociétés sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres, dans le secteur Siège social;
- des résultats supplémentaires attribuables à une hausse des tarifs accordés par la CRE.

L'amortissement est resté à peu près constant pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017.

Pipelines de liquides

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a augmenté de 1 464 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017, et il tient compte des postes particuliers suivants :

- une charge de dépréciation de 1 256 millions de dollars avant les impôts inscrite en 2017 relativement au pipeline Énergie Est et aux projets connexes;
- des coûts de 11 millions de dollars, avant les impôts inscrits en 2017 relativement au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, qui avaient été comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- des gains non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides a augmenté de 137 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à celui de la même période de 2017, en raison principalement des facteurs suivants :

- l'augmentation des volumes contractuels et non contractuels sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- l'apport plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides du fait de l'accroissement des marges et des volumes;
- les apports supplémentaires des pipelines albertains Grand Rapids et Northern Courier, dont l'exploitation a commencé au deuxième semestre de 2017;
- la réduction des coûts liés à l'expansion des affaires du fait de la capitalisation des dépenses consacrées à Keystone XL en 2018;
- l'appréciation du dollar américain, qui a eu une incidence favorable sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

L'amortissement a augmenté de 6 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017 en raison de la mise en service de nouvelles installations et de l'incidence de l'appréciation du dollar américain.

Énergie

Le bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie a diminué de 157 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017. Il comprend les postes particuliers suivants :

- en 2018, un gain de 170 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne;
- une perte nette de 10 millions de dollars avant les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Ces sommes ont été exclues du résultat comparable du secteur de l'énergie en 2018, car nous considérons que la résiliation progressive des contrats résiduels ne fait pas partie de nos activités sous-jacentes. Notre portefeuille de contrats devrait s'éteindre progressivement jusqu'au milieu de 2020;
- en 2017, un gain de 127 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario;
- en 2017, un gain net de 15 millions de dollars avant les impôts au titre de la monétisation de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- les gains et les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés aux prix des produits de base auxquels nous sommes exposés.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a diminué de 47 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 comparativement à la même période de 2017, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution du résultat de Bruce Power, imputable principalement à la baisse des volumes découlant d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation;
- la diminution du résultat des installations énergétiques de l'Ouest et des installations énergétiques de l'Est par suite de la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier énergie éolienne en octobre 2018 et de nos actifs d'énergie solaire en Ontario en décembre 2017, en partie compensées par la hausse des marges réalisées par les installations énergétiques de l'Ouest sur des volumes d'électricité accrus;

- la réduction du résultat des activités de stockage de gaz naturel causée par les contraintes liées aux gazoducs sur le marché albertain, qui ont limité notre capacité à accéder à nos installations de stockage, et par le resserrement des écarts sur les prix du stockage de gaz naturel réalisés qui en a découlé.

L'amortissement a diminué de 6 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017 en raison principalement de la cessation de l'amortissement de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne par suite du classement de celles-ci dans les actifs destinés à la vente au 30 juin 2018.

Siège social

Le bénéfice sectoriel du secteur Siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 a diminué de 40 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2017 et il comprend les postes particuliers suivants :

- des gains de change sur un prêt intersociétés libellé en pesos qui représente notre quote-part du financement du projet Sur de Texas. Une perte de change correspondante est comptabilisée dans les intérêts créditeurs et autres sur le prêt intersociétés et compense la totalité de ce gain.

Le BAIIA comparable a diminué de 33 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018, par rapport à la période correspondante de 2017, essentiellement à cause de l'accroissement des frais généraux et frais d'administration.

Glossaire

Unités de mesure

b/j	barils par jour
Gpi ³	milliard de pieds cubes
Gpi ³ /j	milliards de pieds cubes par jour
GWh	gigawattheure
km	kilomètre
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes par jour
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure
PJ/j	pétajoule par jour
TJ/j	térajoules par jour

Termes généraux et termes liés à nos activités d'exploitation

ACM	Programme au cours du marché nous permettant d'émettre sur le capital autorisé des actions ordinaires au prix courant du marché.
base d'investissement	Comprend la base tarifaire ainsi que les actifs en cours de construction.
base tarifaire	Moyenne des actifs en service, du fonds de roulement et des montants reportés utilisés aux fins de l'établissement des tarifs réglementés.
bitume	Pétrole lourd épais qui doit être dilué pour être transporté par pipeline (voir le terme diluant). Le bitume est l'une des composantes des sables bitumineux, comme le sable, l'eau et l'argile.
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CAE	Convention d'achat d'électricité
CALT	Compte d'ajustement à long terme
centrales de cogénération	Installations qui produisent à la fois de l'électricité et de la chaleur utile.
diluant	Agent fluidifiant fait de composés organiques qui sert à diluer le bitume afin d'en faciliter le transport par pipeline.
Empress	Important point de livraison et de réception de gaz naturel situé à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan.
force majeure	Circonstances imprévisibles qui empêchent une partie à un contrat de s'acquitter de ses obligations.
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
RRD	Régime de réinvestissement des dividendes
SGOT	Système de gestion opérationnelle de TransCanada
SSDE	Santé, sécurité, durabilité et environnement

Termes comptables

CATR	Comptabilité des activités à tarifs réglementés
FASB	Financial Accounting Standards Board (États-Unis)
PCGR	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis
RCA	Rendement du capital-actions ordinaire

Organismes gouvernementaux et de réglementation

AER	Alberta Energy Regulator
CCIR	Carbon Competitiveness Incentive Regulation
CEPA	Canadian Energy Pipeline Association
CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CGA	Canadian Gas Association
CRE	Comisión Reguladora de Energia, ou Commission de réglementation de l'énergie (Mexique)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (commission fédérale de réglementation de l'énergie des États-Unis)
ICQF	Initiative de consultation relative aux questions foncières (Canada)
NYSE	Bourse de New York
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario (Canada)
ONÉ	Office national de l'énergie (Canada)
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PHMSA	Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration
SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis
SGER	Specified Gas Emitters Regulation (règlement remplacé par le CCIR)
SIERE	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité
STFR	Système de tarification fondé sur le rendement
TSX	Bourse de Toronto

Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Les états financiers consolidés et le rapport de gestion qui figurent dans le présent rapport annuel sont la responsabilité de la direction de TransCanada Corporation (« TransCanada » ou la « société ») et ils ont été approuvés par le conseil d'administration de la société. Ces états financiers consolidés ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR ») et comprennent des montants qui se fondent sur des estimations et des jugements. Le rapport de gestion se fonde sur les résultats financiers de la société. Le rapport de gestion, qui compare la performance financière et le rendement opérationnel de la société pour les exercices 2018 et 2017 et met en évidence les changements importants survenus entre 2017 et 2016, doit être lu à la lumière des états financiers consolidés et des notes y afférentes. L'information financière contenue dans d'autres parties du présent rapport annuel concorde avec les données figurant dans les états financiers consolidés.

Il incombe à la direction de définir et de maintenir en place des contrôles internes appropriés à l'égard de l'information financière de la société. Pour s'acquitter de sa responsabilité, la direction a conçu et maintient un système de contrôle interne à l'égard de l'information financière comprenant un programme d'audits internes. La direction est d'avis que ces contrôles fournissent l'assurance raisonnable que les livres et registres financiers sont fiables et constituent une base appropriée en vue de l'établissement des états financiers. Dans le cadre du système de contrôle interne à l'égard de l'information financière, la direction communique aux employés les principes directeurs de la société en matière d'éthique.

Sous la supervision et avec la participation du président et chef de la direction ainsi que du chef des finances, la direction a réalisé une évaluation de l'efficacité de son contrôle interne, à l'égard de l'information financière, en fonction du cadre établi dans le rapport « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (le « COSO »). À la suite de son évaluation, la direction a conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace au 31 décembre 2018 et qu'il fournit une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de la publication de l'information financière.

Il incombe au conseil d'administration de revoir et d'approuver les états financiers et le rapport de gestion et de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et du contrôle interne. Le conseil d'administration s'acquitte de ces responsabilités principalement par l'entremise du comité d'audit composé d'administrateurs indépendants et qui ne sont pas des dirigeants de la société. Au cours d'un exercice, le comité d'audit rencontre la direction au moins cinq fois ainsi que les auditeurs internes et les auditeurs externes, séparément ou en groupe, pour examiner toute question importante concernant la comptabilité, le contrôle interne et l'audit conformément aux modalités de la charte du comité d'audit définie dans la notice annuelle. Il incombe au comité d'audit de superviser la façon dont la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et d'examiner le rapport annuel, y compris les états financiers consolidés et le rapport de gestion avant que ces documents ne soient soumis à l'approbation du conseil d'administration. Les auditeurs internes et les auditeurs externes indépendants peuvent communiquer avec le comité d'audit sans devoir obtenir l'autorisation préalable de la direction.

Le comité d'audit approuve les modalités de la mission des auditeurs externes indépendants et il revoit le plan d'audit annuel, le rapport des auditeurs et les résultats de l'audit. Il recommande en outre au conseil d'administration le cabinet d'auditeurs externes dont la nomination sera soumise aux actionnaires.

Les actionnaires ont nommé KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l., auditeurs externes indépendants, afin qu'ils expriment une opinion quant à la question de savoir si les états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société, des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés selon les PCGR. Les rapports de KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l. font état de l'étendue de leur audit et renferment leur opinion sur les états financiers consolidés et de l'efficacité des contrôles internes à l'égard de l'information financière de la société.



Russell K. Girling
Président et chef de la direction



Donald R. Marchand
Vice-président directeur et chef des finances

Le 13 février 2019

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant

Aux actionnaires de TransCanada Corporation

Opinion sur les états financiers consolidés

Nous avons effectué l'audit des bilans consolidés ci-joints de TransCanada Corporation (la « société ») aux 31 décembre 2018 et 2017, des états consolidés connexes des résultats, du résultat étendu, des flux de trésorerie et des capitaux propres de chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2018, ainsi que des notes y afférentes (collectivement, les « états financiers consolidés »). À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la société aux 31 décembre 2018 et 2017, ainsi que de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2018 conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

Nous avons également effectué l'audit, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (le « PCAOB »), du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au 31 décembre 2018, selon les critères établis dans le rapport « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission, et dans notre rapport daté du 13 février 2019, nous avons exprimé une opinion sans réserve sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société.

Fondement de l'opinion

La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et nous sommes tenus d'être indépendants de la société conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières, aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits selon les normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Nos audits impliquent la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, ainsi que la mise en œuvre de procédures d'audit en réponse à ces risques. Ces procédures comprennent le contrôle par sondages des éléments probants à l'égard des montants et des informations à fournir dans les états financiers consolidés. Nos audits comprennent également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable à notre opinion.

KPMG S.P.L./SENCRL.

Comptables professionnels agréés
Nous sommes les auditeurs de la société depuis 1956.

Calgary, Canada
Le 13 février 2019

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant

Aux actionnaires et au conseil d'administration de TransCanada Corporation

Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons effectué l'audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransCanada Pipelines Limited (la « société ») au 31 décembre 2018, en nous fondant sur les critères établis dans le document « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. À notre avis, la société a maintenu, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2018, selon les critères établis dans le document « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission.

Nous avons également effectué l'audit, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (le « PCAOB »), des bilans consolidés de la société aux 31 décembre 2018 et 2017, des états consolidés connexes des résultats, du résultat étendu, des flux de trésorerie et des capitaux propres de chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2018, ainsi que des notes y afférentes (collectivement, les « états financiers consolidés »). Notre rapport daté du 13 février 2019 exprime une opinion sans réserve sur ces états financiers consolidés.

Fondement de l'opinion

Le maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière ainsi que l'appréciation, incluse dans le « Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière » ci-joint, de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière incombent à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société sur la base de notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et nous sommes tenus d'être indépendants de la société conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières, aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué notre audit conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne en fonction de notre évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre audit constitue un fondement raisonnable à notre opinion.

Définitions et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu pour fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Il comprend les politiques et procédures qui :

- 1) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la société;
- 2) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration de la société; et
- 3) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la société qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

KPMG S.P.L./SENCRL.

Comptables professionnels agréés
Calgary, Canada
Le 13 février 2019

État consolidé des résultats

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	2018	2017	2016
Produits (note 5)			
Gazoducs – Canada	4 038	3 693	3 682
Gazoducs – États-Unis	4 314	3 584	2 526
Gazoducs – Mexique	619	570	378
Pipelines de liquides	2 584	2 009	1 755
Énergie	2 124	3 593	4 206
	13 679	13 449	12 547
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	714	773	514
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	3 591	3 906	3 861
Achats de produits de base revendus	1 488	2 382	2 172
Impôts fonciers	569	569	555
Amortissement	2 350	2 055	1 939
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs (notes 8, 11 et 12)	801	1 257	1 388
	8 799	10 169	9 915
Gain (perte) au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus (note 26)	170	631	(833)
Charges financières			
Intérêts débiteurs (note 17)	2 265	2 069	1 998
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(526)	(507)	(419)
Intérêts créditeurs et autres	76	(184)	(103)
	1 815	1 378	1 476
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	3 949	3 306	837
Charge (recouvrement) d'impôts (note 16)			
Exigibles	315	149	156
Reportés	284	566	196
Reportés – Réforme fiscale aux États-Unis et mesures de la FERC de 2018	(167)	(804)	—
	432	(89)	352
Bénéfice net	3 517	3 395	485
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle (note 19)	(185)	238	252
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	3 702	3 157	233
Dividendes sur les actions privilégiées	163	160	109
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	3 539	2 997	124
Bénéfice net par action ordinaire (note 20)			
De base	3,92 \$	3,44 \$	0,16 \$
Dilué	3,92 \$	3,43 \$	0,16 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	2,76 \$	2,50 \$	2,26 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) (note 20)			
De base	902	872	759
Dilué	903	874	760

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

État consolidé du résultat étendu

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Bénéfice net	3 517	3 395	485
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice			
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	1 358	(749)	3
Reclassement de gains de conversion à la cession d'établissements étrangers	—	(77)	—
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(42)	—	(10)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(10)	3	30
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	21	(2)	42
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(114)	(11)	(26)
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	15	16	16
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	86	(106)	(87)
Autres éléments du résultat étendu (note 22)	1 314	(926)	(32)
Résultat étendu	4 831	2 469	453
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	(13)	83	241
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	4 844	2 386	212
Dividendes sur les actions privilégiées	163	160	109
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	4 681	2 226	103

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

État consolidé des flux de trésorerie

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net	3 517	3 395	485
Amortissement	2 350	2 055	1 939
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs (notes 8, 11 et 12)	801	1 257	1 388
Impôts reportés (note 16)	284	566	196
Impôts reportés – Réforme fiscale aux États-Unis et mesures de la FERC de 2018 (note 16)	(167)	(804)	—
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	(714)	(773)	(514)
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	985	970	844
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges (note 23)	(35)	(64)	(3)
(Gain) perte au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus (note 26)	(170)	(631)	833
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(374)	(362)	(253)
Pertes non réalisées (gains non réalisés) sur les instruments financiers	220	(149)	(149)
Autres	(40)	43	55
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 25)	(102)	(273)	248
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	6 555	5 230	5 069
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations (note 4)	(9 418)	(7 383)	(5 007)
Projets d'investissement en cours d'aménagement (note 4)	(496)	(146)	(295)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (notes 4 et 9)	(1 015)	(1 681)	(765)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	(13 608)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	614	4 683	6
Remboursement de coûts liés à des projets d'investissement en cours d'aménagement (note 12)	470	634	—
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	121	362	727
Montants reportés et autres	(295)	(168)	159
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(10 019)	(3 699)	(18 783)
Activités de financement			
Billets à payer émis (remboursés), montant net	817	1 038	(329)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	6 238	3 643	12 333
Remboursements sur la dette à long terme	(3 550)	(7 085)	(7 153)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	3 468	1 549
Dividendes sur les actions ordinaires	(1 571)	(1 339)	(1 436)
Dividendes sur les actions privilégiées	(158)	(155)	(100)
Distributions aux participations sans contrôle	(225)	(283)	(279)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	1 148	274	7 747
Actions ordinaires rachetées (note 20)	—	—	(14)
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	1 474
Parts de société en nom collectif de TC Pipelines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	49	225	215
Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP acquises	—	(1 205)	—
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	2 748	(1 419)	14 007
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie			
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(643)	73	166
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Au début de l'exercice	1 089	1 016	850
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
À la fin de l'exercice	446	1 089	1 016

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Bilan consolidé

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	446	1 089
Débiteurs	2 535	2 522
Stocks	431	378
Actifs destinés à la vente (note 6)	543	—
Autres (note 7)	1 180	691
	5 135	4 680
Immobilisations corporelles (note 8)	66 503	57 277
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	7 113	6 366
Actifs réglementaires (note 10)	1 548	1 376
Écart d'acquisition (note 11)	14 178	13 084
Prêt à une société liée (note 9)	1 315	919
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)	1 921	1 484
Placements restreints	1 207	915
	98 920	86 101
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer (note 13)	2 762	1 763
Créditeurs et autres (note 14)	5 408	4 057
Dividendes à payer	668	586
Intérêts courus	646	605
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 17)	3 462	2 866
	12 946	9 877
Passifs réglementaires (note 10)	3 930	4 321
Autres passifs à long terme (note 15)	1 008	727
Passifs d'impôts reportés (note 16)	6 026	5 403
Dette à long terme (note 17)	36 509	31 875
Billets subordonnés de rang inférieur (note 18)	7 508	7 007
	67 927	59 210
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale (note 20)	23 174	21 167
Émises et en circulation :		
	31 décembre 2018 – 918 millions d'actions	
	31 décembre 2017 – 881 millions d'actions	
Actions privilégiées (note 21)	3 980	3 980
Surplus d'apport	17	—
Bénéfices non répartis	2 773	1 623
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 22)	(606)	(1 731)
Participations assurant le contrôle	29 338	25 039
Participations sans contrôle (note 19)	1 655	1 852
	30 993	26 891
	98 920	86 101

Engagements, éventualités et garanties (note 27)

Coûts de restructuration (note 28)

Entités à détenteurs de droits variables (note 29)

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Au nom du conseil d'administration,



Russell K. Girling, Administrateur



John E. Lowe, Administrateur

État consolidé des capitaux propres

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Actions ordinaires (note 20)			
Solde au début de l'exercice	21 167	20 099	12 102
Actions émises			
Dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché, déduction faite des frais d'émission	1 118	216	—
Aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	855	790	177
À l'exercice d'options sur actions	34	62	74
Aux termes d'appels publics à l'épargne, déduction faite des frais d'émission	—	—	7 752
Actions rachetées	—	—	(6)
Solde à la fin de l'exercice	23 174	21 167	20 099
Actions privilégiées			
Solde au début de l'exercice	3 980	3 980	2 499
Actions émises aux termes d'appels publics à l'épargne, déduction faite des frais d'émission	—	—	1 481
Solde à la fin de l'exercice	3 980	3 980	3 980
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	—	—	7
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	10	6	6
Dilution découlant des parts de TC PipeLines, LP émises	7	26	24
Transfert d'actifs à TC PipeLines, LP	—	(202)	(38)
Acquisition de Columbia Pipeline Partners LP	—	(171)	—
Rachat d'actions ordinaires (note 20)	—	—	(8)
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	—	341	9
Solde à la fin de l'exercice	17	—	—
Bénéfices non répartis			
Solde au début de l'exercice	1 623	1 138	2 769
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	3 702	3 157	233
Dividendes sur les actions ordinaires	(2 501)	(2 184)	(1 733)
Dividendes sur les actions privilégiées	(163)	(159)	(122)
Ajustement de l'incidence fiscale des transferts d'actifs à TC Pipelines, LP (note 3)	95	—	—
Reclassement du cumul des autres éléments du résultat étendu dans les bénéfices non répartis découlant de la réforme fiscale aux États-Unis (note 3)	17	—	—
Ajustements des paiements à base d'actions versés aux salariés	—	12	—
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	—	(341)	(9)
Solde à la fin de l'exercice	2 773	1 623	1 138
Cumul des autres éléments du résultat étendu			
Solde au début de l'exercice	(1 731)	(960)	(939)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle (note 22)	1 142	(771)	(21)
Reclassement du cumul des autres éléments du résultat étendu dans les bénéfices non répartis découlant de la réforme fiscale aux États-Unis (note 3)	(17)	—	—
Solde à la fin de l'exercice	(606)	(1 731)	(960)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	29 338	25 039	24 257
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle			
Solde au début de l'exercice	1 852	1 726	1 717
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(185)	238	252
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	172	(155)	(11)
Émission de parts de TC PipeLines, LP			
Produit, déduction faite des frais d'émission	49	225	215
Diminution de la participation de TransCanada dans TC PipeLines, LP	(9)	(41)	(40)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(224)	(280)	(279)
Reclassement depuis (vers) les parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat (note 19)	—	106	(1 179)
Incidence de l'acquisition de Columbia Pipeline Partners LP	—	33	—
Acquisition de participations sans contrôle dans Columbia Pipeline Partners LP	—	—	1 051
Solde à la fin de l'exercice	1 655	1 852	1 726
Total des capitaux propres	30 993	26 891	25 983

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

1. DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ DE TRANSCANADA

TransCanada Corporation (« TransCanada » ou la « société ») est l'une des plus importantes sociétés d'infrastructures énergétiques d'Amérique du Nord qui exerce ses activités dans cinq secteurs, soit Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique, Pipelines de liquides et Énergie, chacun de ces secteurs proposant des produits et des services différents. Par ailleurs, le secteur Siège social de la société regroupe des fonctions administratives et intégrées qui assurent la gouvernance, le financement et d'autres services de soutien aux secteurs d'activités de la société.

Gazoducs – Canada

Le secteur des gazoducs au Canada est constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 40 686 km (25 281 milles).

Gazoducs – États-Unis

Le secteur des gazoducs aux États-Unis est constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 50 199 km (31 192 milles), d'installations de stockage de gaz naturel réglementées de 535 Gpi³ et de services intermédiaires et d'autres actifs.

Gazoducs – Mexique

Le secteur des gazoducs au Mexique est constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 1 670 km (1 038 milles).

Pipelines de liquides

Le secteur des pipelines de liquides consiste en des participations de la société dans des réseaux d'oléoducs d'une longueur de 4 874 km (3 030 milles) qui relient les approvisionnements de pétrole brut de l'Alberta et des États-Unis aux marchés du raffinage américains en Illinois, en Oklahoma et au Texas.

Énergie

Le secteur de l'énergie est principalement constitué des participations de la société dans 10 centrales électriques et 118 Gpi³ d'installations de stockage de gaz naturel non réglementées. Elles comprennent des actifs en Alberta, en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Arizona. Au 31 décembre 2018, la centrale de Coolidge a été classée dans les actifs destinés à la vente. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Actifs destinés à la vente » pour un complément d'information.

2. CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers consolidés de la société ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR »). Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Règles de présentation

Les présents états financiers consolidés comprennent les comptes de TransCanada et de ses filiales. La société consolide des entités à détenteurs de droits variables (« EDDV ») pour lesquelles elle est considérée comme étant le principal bénéficiaire ainsi que des entités à détenteurs de droits de vote dans lesquelles elle détient une participation financière conférant le contrôle. Dans la mesure où il existe des participations détenues par d'autres parties, les participations des autres parties sont incluses dans les participations sans contrôle. TransCanada suit la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser les coentreprises sur lesquelles la société peut exercer un contrôle conjoint et les participations dans des sociétés sur lesquelles elle est en mesure d'exercer une influence notable. TransCanada constate sa quote-part des participations indivises dans certains actifs. Certains chiffres de l'exercice précédent ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude.

Recours à des estimations et jugements

Pour dresser les états financiers consolidés, TransCanada doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. Elle doit formuler certaines estimations et poser certains jugements qui ont une incidence significative sur les états financiers consolidés sans toutefois comporter un degré appréciable de subjectivité ou d'incertitude. L'incidence des autres estimations et jugements est également significative; toutefois, les hypothèses sous-jacentes à ces estimations comptables portent également sur des éléments fort incertains au moment où les estimations et jugements sont établis ou elles sont de nature subjective.

Les estimations et jugements importants utilisés dans la préparation des états financiers consolidés qui intègrent des hypothèses fort incertaines ou de nature subjective comprennent notamment :

- la juste valeur des immobilisations corporelles et des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (notes 8 et 9);
- la juste valeur de l'écart d'acquisition (note 11);
- la juste valeur des actifs incorporels (note 12);
- la juste valeur des actifs et des passifs acquis dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (note 26).

Les estimations et jugements importants intervenant dans la préparation des états financiers consolidés, fournis par un expert indépendant ou qui ne comportent pas d'hypothèses fort incertaines ou subjectives, comprennent notamment :

- les taux d'amortissement des immobilisations corporelles (note 8);
- la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires (note 10);
- la valeur comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 15);
- les provisions pour les impôts sur le bénéficiaire, y compris la réforme fiscale aux États-Unis (note 16);
- les hypothèses servant à évaluer les obligations au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite (note 23);
- la juste valeur des instruments financiers (note 24);
- les provisions au titre des engagements, éventualités et garanties (note 27) et les coûts de restructuration (note 28).

Les résultats réels pourraient afficher des différences par rapport à ces estimations.

Réglementation

Certains gazoducs au Canada, aux États-Unis et au Mexique et certains actifs de stockage de gaz naturel sont réglementés en ce qui a trait à la construction, à l'exploitation et à la détermination des droits. Au Canada, les gazoducs et les pipelines de liquides réglementés relèvent de la compétence de l'Office national de l'énergie (« ONÉ »), de l'Alberta Energy Regulator (« AER ») ou de la BC Oil and Gas Commission (« OGC »). Les gazoducs, les pipelines de liquides et les actifs de stockage de gaz naturel réglementés aux États-Unis sont assujettis à l'autorité de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »). Au Mexique, les gazoducs réglementés sont assujettis à l'autorité de la Commission de réglementation de l'énergie (« CRE »). Les normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés (« CATR ») peuvent influencer sur le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges des entreprises à tarifs réglementés de TransCanada, qui peut différer de celui qui est préconisé pour les entreprises dont les tarifs ne sont pas réglementés afin de traduire adéquatement l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits. Les actifs réglementaires représentent les coûts qui devraient être recouverts à même les tarifs imputés aux clients dans des périodes futures alors que les passifs réglementaires correspondent aux montants qui devraient être transférés aux clients dans le cadre des mécanismes d'établissement des tarifs futurs. Un actif est admissible à la CATR lorsqu'il satisfait à trois critères :

- un organisme de réglementation doit fixer ou approuver les tarifs relatifs à des services ou à des activités à tarifs réglementés;
- les tarifs réglementés doivent être fixés dans le but de recouvrer le coût inhérent à la prestation des services ou à la fourniture de produits;
- il est raisonnable de supposer que les tarifs dont les montants permettront de recouvrer ce coût pourront être facturés aux clients (et perçus auprès de ces derniers), compte tenu de la demande des services ou produits et de la concurrence directe et indirecte.

Les entreprises de TransCanada qui appliquent actuellement la CATR comprennent les gazoducs canadiens, américains et mexicains et les installations de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis. La CATR ne s'applique pas aux pipelines de liquides de la société, car les décisions des organismes de réglementation au sujet de l'exploitation et de la tarification de ces réseaux n'ont généralement aucune incidence sur le moment de la constatation des produits et des charges. Il n'est pas prévu que le gazoduc Coastal GasLink applique la CATR une fois qu'il sera en activité.

Constatation des produits

Gazoducs – Canada

Ententes de capacité et transport

Les produits des secteurs des gazoducs au Canada de la société sont générés en fonction de la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels et des volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés des ententes de capacité ferme sous contrat sont constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat sans égard aux volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où le service est rendu.

Les produits des gazoducs au Canada de la société sont assujettis aux décisions réglementaires de l'ONÉ. Les droits visant ces gazoducs sont fondés sur les besoins en produits conçus pour assurer le recouvrement des coûts de transport de gaz naturel, y compris un remboursement du capital et un rendement du capital selon les modalités approuvées par l'ONÉ. Les gazoducs de la société au Canada ne sont généralement pas touchés par les risques liés aux variations des produits et de la plupart des coûts. Ces variations font généralement l'objet d'un report et elles sont récupérées ou remboursées dans les droits futurs. Les produits constatés avant que l'ONÉ ne rende une décision tarifaire pour la période visée tiennent compte des hypothèses approuvées les plus récentes de l'ONÉ au sujet du rendement sur le capital-actions (« RCA »). Les ajustements aux produits sont constatés lorsque l'ONÉ fait connaître sa décision. Les services et produits liés aux gazoducs au Canada sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle transporte pour les clients.

Gazoducs – États-Unis

Ententes de capacité et transport

Les produits des secteurs des gazoducs aux États-Unis de la société sont générés en fonction de la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels et des volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés des ententes de capacité ferme sous contrat sont généralement constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat sans égard aux volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où le service est rendu.

Les gazoducs de la société aux États-Unis sont assujettis à la réglementation de la FERC et, par conséquent, une partie des produits qui en sont tirés peuvent faire l'objet d'un remboursement si le montant a été facturé au cours d'une période intermédiaire aux termes d'une instance tarifaire en cours. Des provisions pour ces remboursements éventuels sont constatées à l'aide des meilleures estimations de la direction en fonction des faits et circonstances se rapportant à l'instance. Toute provision comptabilisée au cours du processus d'instance donne lieu à un remboursement lorsque la décision tarifaire définitive est rendue. Les services et produits liés aux gazoducs aux États-Unis sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle transporte pour les clients.

Stockage de gaz naturel et autres

Les produits tirés des services de stockage de gaz naturel réglementés de la société aux États-Unis sont générés principalement au moyen de contrats de stockage visant des capacités fermes garanties. L'obligation de prestation relative à ces contrats correspond à la réservation d'un volume donné de gaz naturel stocké, y compris des indications quant au volume de gaz naturel pouvant être injecté ou retiré quotidiennement. Les produits sont constatés de façon proportionnelle sur la durée des contrats pour la capacité ferme garantie sans égard aux volumes de gaz naturel stockés, et au moment de l'injection ou du retrait du gaz dans le cas des services interruptibles ou volumétriques. Les services et produits liés aux services de stockage de gaz naturel sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle stocke pour les clients.

Les produits tirés des services intermédiaires de transport du gaz naturel de la société qui comprennent la collecte, la transformation, le conditionnement, le traitement, la compression et la manutention de liquides proviennent d'engagements contractuels et ils sont constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat. La société détient aussi des droits miniers afférents à certaines installations de stockage de gaz naturel. Ces droits miniers peuvent être loués ou fournis aux producteurs de gaz naturel contre des droits de redevance lesquels sont constatés au stade de la production du gaz naturel et des liquides connexes. Les services et produits liés aux services intermédiaires de transport du gaz naturel sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel pour lequel elle fournit des services intermédiaires.

Gazoducs – Mexique

Ententes de capacité et transport

Les produits tirés des gazoducs de la société au Mexique sont recouverts surtout en fonction des contrats de capacité ferme négociés et approuvés par la CRE et ils sont généralement constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où le service est rendu. Les services et produits liés aux gazoducs au Mexique sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle transporte pour les clients.

Pipelines de liquides

Ententes de capacité et transport

Les produits tirés des pipelines de liquides de la société sont générés surtout en fonction des ententes de capacité ferme offertes aux clients visant le transport du pétrole brut. L'obligation de prestation relative à ces contrats correspond à la réservation d'un volume donné de pétrole brut et au transport de celui-ci sur une base mensuelle. Les produits tirés de ces ententes sont constatés de façon proportionnelle sur la durée des contrats sans égard aux volumes de pétrole brut transportés. Les produits afférents aux services interruptibles ou aux services volumétriques sont constatés au moment où le service est rendu. Les services et produits liés aux pipelines de liquides sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du pétrole brut qu'elle transporte pour les clients.

Énergie

Électricité

Les produits de l'entreprise d'énergie de la société découlent principalement d'engagements contractuels à long terme visant à fournir de l'électricité pour satisfaire à la demande du marché ainsi que de la vente d'électricité tant aux marchés centralisés qu'aux clients. Les produits tirés de la production d'électricité incluent aussi des produits provenant de la vente de vapeur aux clients. Les produits et les paiements de capacité sont constatés lorsque les services sont fournis et que l'électricité et la vapeur ont été livrées. Les services et produits liés à la production d'électricité sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle.

Stockage de gaz naturel et autres

Les contrats de stockage de gaz naturel non réglementé comprennent des ententes visant le parc de gazoducs, les prêts et le stockage à terme. Les produits sont constatés lorsque le service est rendu. Les services et produits liés aux contrats de stockage à terme sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. Les produits dégagés par la vente de gaz naturel exclusif sont constatés pendant le mois au cours duquel la livraison a lieu. Les produits tirés des services complémentaires sont constatés lorsque le service est rendu. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle stocke pour les clients.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société, soit la trésorerie et les placements à court terme très liquides dont l'échéance initiale est de trois mois ou moins, sont inscrits au coût, qui se rapproche de la juste valeur.

Stocks

Les stocks, qui se composent principalement de matières et de fournitures, y compris les pièces de rechange et les stocks de combustible, de pétrole brut en transit et de gaz naturel stocké, sont constatés au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette.

Actifs destinés à la vente

La société classe les actifs comme étant destinés à la vente lorsque la direction approuve et s'engage envers un plan formel pour mettre en marché un groupe destiné à être cédé et lorsqu'elle s'attend à ce que la vente se réalise au cours des 12 mois suivants. Lorsqu'un actif est classé comme étant destiné à la vente, la société comptabilise l'actif à sa valeur comptable ou à sa juste valeur estimative, selon le moins élevé des deux montants, déduction faite des coûts de vente, et toute perte est comptabilisée dans le bénéfice net. Aucune dotation aux amortissements n'est comptabilisée une fois que les actifs sont classés comme étant destinés à la vente.

Immobilisations corporelles

Gazoducs

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur des gazoducs sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon le mode linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les pipelines et les postes de compression sont amortis à des taux annuels variant de 1 % à 7 %; des taux divers fondés sur le reste de leur durée de vie utile s'appliquent aux postes de comptage et aux autres immobilisations. Le coût des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur leur durée d'utilisation estimative. Le coût des gazoducs réglementés comprend une provision pour les fonds utilisés pendant la construction incluant une composante dette et une composante capitaux propres en fonction du taux de rendement de la base tarifaire autorisée par les organismes de réglementation. La provision pour les fonds utilisés pendant la construction est constatée en tant qu'augmentation du coût des actifs dans les immobilisations corporelles et un crédit correspondant est inscrit dans la provision pour les fonds utilisés pendant la construction à l'état consolidé des résultats. La composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction est une dépense hors trésorerie. Dans le cas des gazoducs non réglementés, les intérêts sont capitalisés pendant la construction.

Le carburant de base dans les installations de stockage de gaz naturel réglementées, qui est évalué au coût, représente les volumes de gaz qui sont maintenus pour stimuler la pression des réservoirs afin d'acheminer les stocks de gaz naturel. Le carburant de base n'est pas amorti.

Lorsque des gazoducs réglementés mettent des immobilisations corporelles hors service, le coût initialement comptabilisé est retranché du montant brut des installations et porté en réduction de l'amortissement cumulé. Les coûts engagés pour mettre une immobilisation corporelle hors service, déduction faite des produits découlant des biens récupérés, s'il en est, sont eux aussi constatés dans l'amortissement cumulé.

Services intermédiaires et autres actifs

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation des actifs intermédiaires sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon le mode linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les installations de collecte et de traitement sont amorties à des taux annuels se situant entre 1,7 % et 2,5 % et les autres immobilisations corporelles sont amorties à divers taux. Lorsque ces immobilisations sont mises hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe sont sortis du bilan et les gains ou les pertes sont constatés dans le bénéfice net.

À titre de partenaire détenant une participation directe, la société participe à la mise en valeur de la superficie de certains gisements de schiste de Marcellus et d'Utica. Grâce à cette participation directe, la société peut investir dans les activités de forage en plus de recevoir un droit de redevance sur la production des puits. La société recourt à la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse pour les activités de production de gaz naturel et de pétrole brut résultant de sa quote-part des activités de forage. Les coûts liés aux puits sont capitalisés et amortis selon le mode des unités d'œuvre.

Pipelines de liquides

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur des pipelines de liquides sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon le mode linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les pipelines et les postes de compression sont amortis à des taux annuels se situant entre 2 % et 2,5 %; des taux divers s'appliquent aux autres immobilisations et au matériel. Le coût de ces actifs comprend les intérêts capitalisés pendant la construction. Lorsque des pipelines de liquides mettent des immobilisations hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe sont sortis du bilan et les gains ou les pertes sont constatés dans le bénéfice net.

Énergie

Les immobilisations corporelles liées aux actifs du secteur de l'énergie sont comptabilisées au coût et, lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés, ils sont amortis en fonction des composantes principales selon le mode linéaire, sur leur durée d'utilisation estimative et à des taux annuels moyens variant de 2 % à 20 %. Le reste du matériel est amorti à divers taux. Le coût

des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur leur durée d'utilisation estimative. Les intérêts sont capitalisés dans le cas des installations en construction. Lorsque ces immobilisations sont mises hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe sont sortis du bilan et les gains ou les pertes sont constatés dans le bénéfice net.

Le carburant de base dans les installations de stockage de gaz naturel non réglementées, qui est évalué au coût, représente les volumes de gaz qui sont maintenus pour stimuler la pression des réservoirs afin d'acheminer les stocks de gaz. Le carburant de base n'est pas amorti.

Siège social

Les immobilisations corporelles ayant trait au secteur du siège social sont comptabilisées au coût et sont amorties selon le mode linéaire, sur leur durée de vie utile estimative et à des taux annuels moyens variant de 3 % à 20 %.

Coûts de projet capitalisés

La société capitalise les coûts de projet dès qu'il est probable que les travaux parviennent à la phase de construction ou que les coûts sont vraisemblablement recouvrables. La société capitalise également les intérêts débiteurs relatifs aux projets non réglementés en cours d'aménagement et la provision pour les fonds utilisés pendant la construction pour les projets réglementés en cours d'aménagement. Les projets d'investissement en cours d'aménagement sont imputés aux actifs incorporels et autres actifs du bilan consolidé. Ces projets sont de plus grande envergure et nécessitent généralement l'approbation des organismes de réglementation ou autres avant que ne débutent les travaux de construction. Une fois les autorisations reçues, les projets sont transférés aux immobilisations corporelles en construction.

Perte de valeur des actifs à long terme

La société passe en revue ses actifs à long terme, notamment ses immobilisations corporelles, ses participations comptabilisées à la valeur de consolidation et ses projets d'investissement en cours d'aménagement, pour déterminer s'il y a perte de valeur lorsque des événements ou circonstances indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Si le total des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs à l'égard d'une immobilisation corporelle ou le prix de vente estimatif d'un actif à long terme est inférieur à la valeur comptable de l'actif en question, une perte de valeur est constatée pour l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur estimative de l'actif.

Acquisitions et écart d'acquisition

La société comptabilise les regroupements d'entreprises selon la méthode de l'acquisition et, par conséquent, les actifs et les passifs des entités acquises sont principalement évalués à leur juste valeur estimative à la date d'acquisition. L'excédent de la juste valeur de la contrepartie transférée sur la juste valeur estimative des actifs nets acquis est classé dans l'écart d'acquisition. Ce dernier n'est pas amorti, mais il est évalué annuellement afin de déterminer s'il y a baisse de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur. L'évaluation annuelle pour déterminer s'il y a baisse de valeur est effectuée pour les unités d'exploitation, soit le niveau inférieur aux secteurs d'exploitation de la société. La société peut évaluer d'abord les facteurs qualitatifs pour déterminer si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur quant à l'écart d'acquisition. Si la société conclut qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit supérieure à sa valeur comptable, elle procède alors à un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition. La société peut choisir de réaliser directement le test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition pour l'une ou l'autre de ses unités d'exploitation. Dans le cadre d'un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition, la société compare la juste valeur de l'unité d'exploitation à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. Si la valeur comptable incluant l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation est supérieure à sa juste valeur, la dépréciation de l'écart d'acquisition correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur sa juste valeur.

Prêts et créances

Les prêts à des sociétés liées et les débiteurs sont évalués au coût.

Conventions d'achat d'électricité

Une convention d'achat d'électricité (« CAE ») est un contrat à long terme d'achat ou de vente d'électricité en fonction de modalités établies d'avance. Les CAE aux termes desquelles TransCanada vend de l'électricité ont été comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation dans le cas où la société est le bailleur. En 2016, la société a résilié ses CAE en Alberta aux termes desquelles elle avait acheté de l'électricité, et elle a inscrit une charge de dépréciation. Antérieurement à leur résiliation, pratiquement toutes ces CAE ont aussi été comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation, dans le cas où TransCanada était le bailleur, et les paiements initiaux pour l'acquisition de ces CAE ont été constatés dans les actifs incorporels et autres actifs et amortis selon le mode linéaire sur la durée des contrats. Une partie de ces CAE a été sous-louée à des tiers en

fonction de modalités semblables. Ces CAE sous-louées ont été également comptabilisées à titre de contrats de location-exploitation et les marges réalisées sur ces dernières ont été constatées dans les produits d'exploitation. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Actifs incorporels et autres actifs » pour un complément d'information.

Placements restreints

La société détient certains placements dont le retrait et l'affectation font l'objet de restrictions. Ces placements restreints sont classés comme étant disponibles à la vente à leur juste valeur dans le bilan consolidé.

En raison de l'Initiative de consultation relative aux questions foncières (l'« ICQF ») de l'ONÉ, TransCanada doit prélever des fonds pour couvrir les futurs coûts estimatifs liés aux activités de cessation d'exploitation d'un pipeline, et ce, pour tous les pipelines réglementés par l'ONÉ au Canada. Les fonds prélevés sont placés dans des fiducies qui les détiennent et les investissent, et sont comptabilisés à titre de placements restreints. Les placements restreints au titre de l'ICQF ne peuvent être affectés qu'au financement des activités de cessation d'exploitation des installations de pipeline réglementées par l'ONÉ. Par conséquent, un passif réglementaire correspondant est comptabilisé au bilan consolidé. La société détient d'autres placements restreints qui ont été mis de côté pour financer les réclamations d'assurance à payer par la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de la société.

Impôts sur le bénéfice

La société applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur le bénéfice. Cette méthode exige la constatation des actifs et des passifs d'impôts reportés au titre des incidences fiscales futures des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs existants, dans les états financiers, et leur valeur fiscale respective. Les actifs et les passifs d'impôts reportés sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur à la date du bilan qui sont censés s'appliquer aux bénéfices imposables des exercices au cours desquels les écarts temporaires devraient s'inverser ou être réglés. Les variations de ces soldes sont imputées dans le bénéfice net de l'exercice au cours duquel elles surviennent, sauf pour ce qui est des variations des soldes liés aux gazoducs réglementés qui sont reportées jusqu'à ce qu'elles soient remboursées ou récupérées par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'organisme de réglementation. Les actifs et passifs d'impôts reportés sont classés dans l'actif et le passif à court terme au bilan consolidé.

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers, la société ne constitue pas de provision pour les impôts canadiens, puisqu'elle n'entend pas rapatrier ces bénéfices dans un avenir prévisible.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La société constate la juste valeur du passif associé à des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (« OMHSI »), en présence d'une obligation légale, dans l'exercice au cours duquel naît cette obligation, s'il est possible de faire une estimation raisonnable de la juste valeur. La juste valeur est ajoutée à la valeur comptable de l'actif correspondant. Le passif est désactualisé au moyen d'imputations aux charges d'exploitation et autres charges.

Les hypothèses suivantes sont utilisées en ce qui a trait aux OMHSI que comptabilise la société :

- le moment où l'immobilisation est censée être mise hors service;
- l'envergure et le coût des activités de cessation d'exploitation et de remise en état requises;
- les taux appropriés d'inflation et d'actualisation.

La société a comptabilisé des OMHSI visant ses installations non réglementées de stockage de gaz naturel, les droits miniers et certaines centrales électriques. Il n'est pas possible de déterminer l'envergure et le calendrier de mise hors service de la plupart des immobilisations de la société liées aux gazoducs et aux pipelines de liquides, puisque la société entend les exploiter tant qu'il y a de l'offre et de la demande sur le marché. C'est pourquoi la société n'a constaté aucun montant relativement à la mise hors service de ces immobilisations, exception faite de certaines installations abandonnées et de certaines installations devant être mises hors service dans le cadre d'un programme de modernisation en cours qui améliorera l'intégrité des réseaux et la fiabilité des services ainsi que la souplesse du gazoduc Columbia Gas.

Passif environnemental

La société comptabilise en tant que passif non actualisé les travaux de restauration de l'environnement qui auront vraisemblablement lieu et pour lesquels on peut faire une estimation raisonnable des coûts. Ces estimations, y compris les frais juridiques connexes, sont fondées sur l'information disponible à l'aide de la technologie actuelle ainsi que sur des lois et règlements adoptés, et elles sont sujettes à des révisions dans des périodes futures en fonction des coûts effectivement engagés ou de l'évolution des circonstances. Les montants que la société s'attend à recouvrer auprès de tierces parties, y compris les assureurs, sont constatés en tant qu'actif distinct du passif connexe.

Les droits ou crédits d'émissions achetés à des fins de conformité sont constatés au bilan consolidé au coût historique et passés en charges lorsqu'ils sont utilisés ou annulés (ou qu'ils ont fait l'objet d'un retrait) par les organismes gouvernementaux. Les coûts de conformité sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. Aucune valeur n'est attribuée à des fins comptables aux droits accordés à la société ou générés par celle-ci. Au besoin, TransCanada comptabilise au bilan consolidé un passif lié aux émissions au moment de la production ou de la vente d'énergie au moyen de la meilleure estimation du montant requis pour régler l'opération. Les droits et les crédits qui ne sont pas utilisés à des fins de conformité sont vendus et les gains ou pertes en découlant sont constatés dans les produits.

Options sur actions et autres programmes de rémunération

Le régime d'options sur actions de TransCanada permet d'attribuer à certains employés, notamment des dirigeants, des options leur conférant le droit d'acquérir des actions ordinaires. Les options sur actions attribuées sont constatées selon la méthode de comptabilisation à la juste valeur. Selon cette méthode, la charge de rémunération est évaluée à la date d'attribution en fonction de la juste valeur calculée selon un modèle binomial et elle est constatée selon le mode linéaire sur le reste de la période d'acquisition, avec un montant équivalent imputé au surplus d'apport. À l'exercice des options sur actions, les montants initialement constatés dans le surplus d'apport sont reclassés dans les actions ordinaires au bilan consolidé.

La société offre aux employés des régimes d'encouragement de durée moyenne, aux termes desquels des paiements sont versés aux employés admissibles. Les charges liées à ces régimes d'encouragement sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Aux termes de ces régimes, les avantages deviennent acquis lorsque certaines conditions sont respectées, notamment l'emploi continu de l'employé durant une période déterminée et la réalisation de certains objectifs de rendement précis pour la société.

Avantages postérieurs au départ à la retraite

La société offre à ses employés des régimes de retraite à prestations déterminées (« régimes PD »), des régimes à cotisations déterminées (« régimes CD »), un régime d'épargne et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite. Les cotisations versées par la société aux régimes CD et au régime d'épargne sont passées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont engagées. Le coût des prestations que les employés reçoivent dans le cadre des régimes PD et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite est établi par calculs actuariels suivant la méthode de répartition au prorata des services et suivant les estimations les meilleures faites par la direction relativement au rendement prévu des placements des régimes de retraite, à la progression des salaires, à l'âge de départ à la retraite des employés et aux coûts prévus des soins de santé.

Les actifs des régimes PD sont évalués à leur juste valeur le 31 décembre chaque année. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes PD est déterminé au moyen de valeurs liées au marché en fonction de la valeur d'une moyenne mobile sur cinq ans pour tous les actifs des régimes PD. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés. Les ajustements découlant des modifications apportées aux régimes sont amortis selon le mode linéaire, sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs à la date de la modification. La société constate dans son bilan consolidé le montant de surcapitalisation ou le déficit de capitalisation de ses régimes PD, respectivement en tant qu'actif ou que passif et comptabilise les variations de la situation de capitalisation dans l'exercice au cours duquel elles surviennent par voie des autres éléments du résultat étendu. Les gains actuariels nets ou les pertes actuarielles nettes qui excèdent 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes PD, selon le plus élevé des deux montants, le cas échéant, sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu vers le bénéfice net sur la durée moyenne résiduelle d'activité attendue des employés actifs. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages donne lieu à une compression et à un règlement, la compression est comptabilisée avant le règlement.

Pour certaines activités réglementées, les montants des avantages postérieurs au départ à la retraite peuvent être recouverts par le truchement de la tarification au fur et à mesure de la capitalisation des avantages. La société comptabilise les gains ou les pertes non constatés ou les variations des hypothèses actuarielles liées à ces régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite en tant qu'actifs ou que passifs réglementaires. Les actifs ou passifs réglementaires sont amortis selon le mode linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité prévue des employés actifs.

Opérations en devises et conversion des comptes libellés en monnaie étrangère

Les opérations en devises sont les opérations libellées dans une devise autre que la devise de l'environnement économique principal dans lequel la société ou une filiale comptable exerce ses activités, soit la monnaie fonctionnelle. Les opérations libellées en monnaie étrangère sont converties dans la monnaie de fonctionnement au moyen du taux de change en vigueur à la date de l'opération. Les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis dans la monnaie de fonctionnement au taux de change en vigueur à la date du bilan, alors que les actifs et les passifs non monétaires sont convertis au taux de change historique en vigueur à la date de l'opération. Les gains ou les pertes de change sur les actifs et les passifs monétaires sont constatés dans le bénéfice net, exception faite des gains et des pertes de change liés au capital de la dette libellée en monnaie étrangère se rapportant aux gazoducs canadiens réglementés, qui sont reportés jusqu'à ce qu'ils soient remboursés ou récupérés par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'ONÉ.

Les gains et les pertes découlant de la conversion de la monnaie de fonctionnement d'établissements étrangers au dollar canadien, monnaie de présentation de la société, sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que les établissements soient vendus auquel cas les gains et les pertes seront reclassés dans le bénéfice net. Les actifs et les passifs sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice, alors que les produits, les charges, les gains et les pertes sont convertis aux taux de change en vigueur au moment de l'opération. La dette libellée en dollars US de la société et certains instruments dérivés désignés comme couverture ont été désignés en tant que couverture de l'investissement net dans les établissements étrangers et, par conséquent, les gains et les pertes de change non réalisés sur les titres d'emprunt libellés en dollars US sont également inclus dans les autres éléments du résultat étendu.

Instruments dérivés et opérations de couverture

Tous les instruments dérivés sont constatés au bilan consolidé à leur juste valeur, sauf s'ils sont admissibles à l'exemption relative aux achats ou aux ventes dans le cours normal et s'ils sont désignés à cette fin ou encore s'ils sont considérés comme satisfaisant à d'autres exemptions permises.

La société a recours à la comptabilité de couverture pour les contrats qui y sont admissibles et qui sont désignés pour la comptabilité de couverture, ce qui comprend les couvertures de la juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures du risque de change lié à des investissements nets dans des établissements étrangers. La comptabilité de couverture est abandonnée prospectivement si la relation de couverture n'est plus efficace ou lorsque les éléments couverts cessent d'exister puisqu'ils viennent à échéance ou expirent, lorsqu'ils prennent fin, sont annulés ou encore sont exercés.

Dans le cas d'une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est ajustée pour tenir compte des variations de la juste valeur attribuables au risque couvert, qui sont constatées dans le bénéfice net. En présence d'une relation de couverture efficace, les variations de la juste valeur de l'élément couvert sont annulées par les variations de la juste valeur de l'élément de couverture, qui sont elles aussi constatées dans le bénéfice net. Les variations de la juste valeur des couvertures des taux de change et des taux d'intérêt sont constatées respectivement dans les intérêts créditeurs et autres et dans les intérêts débiteurs. Si la comptabilité de couverture est abandonnée, la valeur comptable de l'élément couvert cesse d'être ajustée et les ajustements de la juste valeur cumulatifs appliqués à la valeur comptable de l'élément couvert sont amortis par imputation au bénéfice net sur la durée restante de la relation de couverture initiale.

Dans le cas d'une relation de couverture de flux de trésorerie, les variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme des couvertures sont inscrites dans les autres éléments du résultat étendu. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants antérieurement constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés, selon le cas, dans les produits, les intérêts débiteurs ou les intérêts créditeurs et autres pour les périodes pendant lesquelles la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert a une incidence sur le bénéfice net ou lorsque l'élément couvert initial est réglé. Les gains et les pertes sur les instruments dérivés sont immédiatement reclassés des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net lorsque l'élément couvert est vendu, lorsqu'il prend fin par anticipation ou lorsqu'il devient probable que l'opération prévue ne se produira pas.

Dans le cas de la couverture du taux de change d'un investissement net dans un établissement étranger, les gains et les pertes de change sur les instruments de couverture sont constatés dans les autres éléments du résultat étendu. Les montants antérieurement inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le bénéfice net si la société réduit son investissement net dans un établissement étranger.

Dans certains cas, les instruments dérivés ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Le cas échéant, les variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle surviennent les variations.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux instruments dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes découlant des variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris ceux qui sont admissibles à la comptabilité de couverture, sont remboursés ou recouverts au moyen des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires, ils sont remboursés aux contribuables ou recouverts auprès d'eux au cours d'exercices subséquents au moment du règlement des instruments dérivés.

Les instruments dérivés intégrés dans d'autres instruments financiers ou contrats (« contrat hôte ») sont traités en tant qu'instruments dérivés distincts et ils sont évalués à la juste valeur si leurs caractéristiques économiques ne sont pas clairement et étroitement liées à celles du contrat hôte, si leurs modalités sont les mêmes que celles d'un instrument dérivé autonome et si le contrat total n'est ni détenu à des fins de transaction ni comptabilisé à la juste valeur. Lorsque les variations de la juste valeur des instruments dérivés intégrés sont évaluées de façon distincte, elles sont incluses dans le bénéfice net.

Coûts de transaction et frais d'émission liés à la dette à long terme

La société constate les coûts de transaction et les frais d'émission liés à la dette à long terme à titre de déduction de la valeur comptable du passif lié à la dette connexe et elle amortit ces coûts selon la méthode du taux d'intérêt effectif, exception faite de ceux liés aux gazoducs réglementés au Canada, qui continuent d'être amortis selon le mode linéaire conformément aux dispositions des mécanismes de tarification réglementaires.

Garanties

La société constate au moment de leur prise d'effet la juste valeur de certaines garanties conclues par la société au nom d'une entité qu'elle détient partiellement ou par des entités qu'elle détient partiellement pour lesquelles des paiements conditionnels pourraient être requis. La juste valeur de ces garanties est évaluée par actualisation des flux de trésorerie que la société devrait engager si elle avait recours à des lettres de crédit plutôt qu'à des garanties selon ce qui est approprié dans les circonstances. Les garanties sont constatées en tant qu'augmentation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ou des immobilisations corporelles avec l'inscription d'un passif correspondant dans les autres passifs à long terme. La libération de l'obligation est constatée sur la durée de la garantie ou au moment de son échéance ou de son règlement.

3. MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables pour 2018

Produits tirés de contrats conclus avec des clients

En 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits tirés de contrats conclus avec des clients. Les nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits tirés de ces contrats conformément à un modèle prescrit afin de refléter le transfert des biens ou services promis aux clients selon des montants qui tiennent compte de la contrepartie totale à laquelle la société s'attend à avoir droit, pendant la durée du contrat, en échange de la fourniture de ces biens ou services promis. Les biens ou services promis à un client représentent les « obligations de prestation » de la société. La contrepartie totale à laquelle la société s'attend à avoir droit peut comprendre des montants fixes et des montants variables. Les produits d'exploitation variables de la société sont exposés à des facteurs indépendants de sa volonté, comme les prix de marché, les actions de tierces parties et les conditions météorologiques. La société considère que ces produits d'exploitation variables font l'objet d'une limitation, car ils ne peuvent être estimés de manière fiable; ainsi, elle comptabilise les produits d'exploitation variables lorsque le service connexe est rendu.

Les nouvelles directives exigent également la présentation d'informations supplémentaires sur la nature, le montant, l'incertitude et le moment de la comptabilisation des produits et des flux de trésorerie y afférents.

Les conventions comptables de la société en ce qui a trait à la comptabilisation des produits d'exploitation n'ont pas fait l'objet de changements majeurs depuis l'adoption des nouvelles directives portant sur les produits tirés de contrats conclus avec des clients. Les résultats présentés pour 2018 reflètent l'application des nouvelles directives alors que les résultats correspondants de 2017 et de 2016 ont été établis et présentés conformément aux directives antérieures portant sur la comptabilisation des produits d'exploitation aussi appelées dans les présentes les « anciens PCGR des États-Unis ». Conformément aux anciens PCGR des États-Unis, les produits d'exploitation étaient constatés lorsque les risques et les avantages étaient transférés aux clients par la société au moment de la fourniture des biens et des services aux termes du contrat, pour un montant que la société prévoyait recouvrer auprès du client.

Conformément aux nouvelles directives appliquées en 2018, les produits d'exploitation sont comptabilisés lorsque la société satisfait à ses obligations de prestation en transférant le contrôle des biens ou des services promis à ses clients, selon un montant de contrepartie qu'elle s'attend à avoir droit en échange de ces biens ou de ces services. La société a choisi d'avoir recours à une mesure de simplification pour comptabiliser les produits d'exploitation générés par les gazoducs aux États-Unis et certains gazoducs au Mexique sous contrats lorsque les montants sont facturés aux clients. Les nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, ont été appliquées selon la méthode transitoire rétrospective modifiée, et elles n'ont donné lieu à aucun écart important quant au moment et au montant de la constatation des produits d'exploitation. Il y a lieu de se reporter à la note 5 « Produits » pour un complément d'information portant sur l'incidence de l'adoption des nouvelles directives.

Instruments financiers

En janvier 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des passifs financiers. Ces nouvelles directives modifient l'effet, à l'état des résultats, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la comptabilisation des variations de la juste valeur des passifs financiers lorsque l'option de la juste valeur est choisie. Selon ces nouvelles directives, la société est aussi tenue d'évaluer la provision pour moins-value au titre des actifs d'impôts reportés pour ce qui est des titres d'emprunt disponibles à la vente conjointement avec d'autres actifs d'impôts reportés. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et elles n'ont eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Impôts sur le bénéfice

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'incidence fiscale des transferts intraentités d'actifs autres que des stocks. Les nouvelles directives exigent la comptabilisation de l'impôt reporté et de l'impôt exigible liés à des transferts intraentités d'actifs au moment où le transfert a lieu. Les nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, ont été mises en application selon une méthode rétrospective modifiée et elles ont donné lieu à un ajustement de 95 millions de dollars des bénéfices non répartis.

En février 2018, le FASB a publié de nouvelles directives permettant de reclasser dans les bénéfiques non répartis, depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu, les incidences fiscales en suspens découlant de la réforme fiscale aux États-Unis. Les directives peuvent être appliquées soit à la période pour laquelle elles sont adoptées, soit rétrospectivement à chacune des périodes visées par la comptabilisation des effets du changement. Ces nouvelles directives entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. La société a décidé d'adopter ces directives par anticipation au quatrième trimestre de 2018. Elle a eu recours à l'approche de portefeuille pour exclure les incidences fiscales du cumul des autres éléments du résultat étendu, pour les transférer dans les bénéfiques non répartis. La société a appliqué ces directives de façon rétrospective à l'ouverture de la période d'adoption, ce qui a entraîné un ajustement de 17 millions de dollars des bénéfiques non répartis.

Liquidités soumises à des restrictions

En novembre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie soumis à des restrictions figurant à l'état des flux de trésorerie. Selon les nouvelles directives, les variations du solde total de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, et des montants généralement décrits comme étant de la trésorerie soumise à des restrictions ou des équivalents de trésorerie soumis à des restrictions, doivent être expliquées à l'état des flux de trésorerie au cours de la période où elles se sont produites. La trésorerie et les équivalents de trésorerie soumis à des restrictions seront inclus dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie lors du rapprochement des totaux d'ouverture et de clôture à l'état des flux de trésorerie. Les nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, ont été appliquées de façon rétrospective et elles n'ont eu aucune incidence sur les états financiers consolidés de la société.

Avantages postérieurs au départ à la retraite

En mars 2017, le FASB a publié de nouvelles directives qui exigent que les entités séparent la composante coût des services rendus au cours de l'exercice des autres composantes du coût net des prestations et qu'elles la présentent à l'état des résultats, à même les autres coûts de la rémunération de l'exercice des salariés concernés. Ces nouvelles directives exigent également que les autres composantes du coût net des prestations soient présentées ailleurs dans l'état des résultats et exclues des produits d'exploitation si le total partiel de ces derniers est présenté. De plus, les nouvelles directives apportent des modifications aux composantes du coût net des prestations qui peuvent être capitalisées. Les entités doivent utiliser une méthode transitoire rétrospective en ce qui concerne l'exigence de présentation distincte à l'état des résultats des composantes du coût net des prestations, et une méthode transitoire prospective en ce qui concerne la capitalisation du coût des prestations. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et elles n'ont eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Comptabilité de couverture

En août 2017, le FASB a publié de nouvelles directives, faisant en sorte qu'un plus grand nombre de stratégies de couverture financière et non financière peuvent satisfaire aux critères d'applicabilité de la comptabilité de couverture. Ces nouvelles directives modifient également les exigences en matière de présentation en ce qui a trait à la variation de la juste valeur d'un dérivé et prévoient d'autres obligations d'information qui incluent des ajustements cumulatifs pour ce qui est des couvertures de la juste valeur et l'incidence de la couverture sur chacun des postes de l'état des résultats. Les nouvelles directives entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et l'adoption anticipée est permise. Ces nouvelles directives, que la société a choisi d'adopter en date du 1^{er} janvier 2018 de manière prospective, n'ont pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Décomptabilisation d'actifs non financiers

En février 2017, le FASB a publié de nouvelles directives qui précisent les dispositions définissant le champ d'application des actifs non financiers et la façon de répartir la contrepartie à chacun des actifs distincts. Le FASB a aussi modifié les directives sur la décomptabilisation d'un actif non financier distinct dans le cadre de transactions de vente partielles. Ces nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, ont été mises en application selon une méthode transitoire rétrospective modifiée et elles n'ont eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Dépréciation de l'écart d'acquisition

En janvier 2017, le FASB a publié de nouvelles directives simplifiant le test de dépréciation de l'écart d'acquisition. Les nouvelles directives éliminent la seconde étape du test de dépréciation, soit l'obligation de calculer la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition pour évaluer la charge de dépréciation. Les entités comptabiliseront plutôt une charge de dépréciation correspondant à l'excédent de la valeur comptable d'une unité d'exploitation sur sa juste valeur. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020 et l'adoption anticipée est permise. La société a décidé d'adopter ces directives au quatrième trimestre de 2018 puisqu'elles simplifiaient le test de dépréciation de l'écart d'acquisition. Les directives ont été appliquées de façon prospective et dans le cadre du test de dépréciation annuel de l'écart d'acquisition de 2018.

Modifications comptables futures

Contrats de location

En février 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des contrats de location. Les nouvelles directives modifient la définition de ce qui constitue un contrat de location et stipulent que le preneur à bail doit avoir 1) le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation de l'actif loué et 2) le droit d'en diriger l'utilisation pour qu'un arrangement soit considéré comme un contrat de location. Les nouvelles directives établissent aussi un modèle fondé sur le droit d'utilisation selon lequel le preneur à bail doit comptabiliser, au bilan, un actif lié au droit d'utilisation et une obligation locative correspondante pour tous les contrats de location dont la durée est supérieure à douze mois. Les preneurs à bail classeront les contrats de location en tant que contrats de location-financement ou de location-exploitation, le classement se répercutant sur le mode de comptabilisation des charges dans l'état des résultats. Les nouvelles directives n'apportent pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur. À l'heure actuelle, la société s'attend à ce que la grande majorité de ses contrats de location dans lesquels elle intervient en tant que bailleur soient toujours classés comme des contrats de location-exploitation en vertu de la nouvelle norme.

En janvier 2018, le FASB a publié une mesure de simplification facultative, aux fins de la transition, permettant d'omettre l'évaluation des servitudes non comptabilisées antérieurement à titre de contrats de location qui existaient ou qui étaient arrivées à échéance avant l'adoption par l'entité des nouvelles directives sur les contrats de location. L'entité qui choisit d'avoir recours à cette mesure de simplification est tenue de l'appliquer uniformément à la totalité de ses servitudes existantes ou échues non comptabilisées antérieurement à titre de contrats de location. La société appliquera cette mesure de simplification au moment du passage à la nouvelle norme.

Les nouvelles directives entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. La société adoptera la nouvelle norme à sa date d'entrée en vigueur. Une approche transitoire rétrospective modifiée doit être employée aux fins de l'application de la nouvelle norme à tous les contrats de location déjà en vigueur à la date de première application, soit le 1^{er} janvier 2019. En juillet 2018, le FASB a publié une option de transition qui dispense les entités d'appliquer les nouvelles directives, y compris les obligations d'information, aux périodes comparatives qu'elles présentent dans leurs états financiers de l'exercice au cours duquel la norme est adoptée. La société appliquera cette option de transition et utilisera la date d'entrée en vigueur comme date de première application. Par conséquent, l'information financière ne sera pas mise à jour et les obligations d'information requises en vertu de la nouvelle norme ne seront pas présentées pour les dates et les périodes antérieures au 1^{er} janvier 2019.

La société optera pour la série de mesures de simplification qui permettent aux entités de ne pas réévaluer les conclusions antérieures concernant l'identification et le classement des contrats de location ainsi que les coûts directs initiaux selon les règles de la nouvelle norme.

La société est d'avis que les répercussions les plus importantes de l'adoption auront trait à la comptabilisation, au bilan, des nouveaux actifs au titre de droits d'utilisation et des obligations locatives afférents à ses contrats de location-exploitation ainsi qu'à la présentation de nouvelles informations importantes à fournir concernant les activités locatives de la société. Les directives n'auront pas d'incidence sur l'état des résultats de la société. Au moment de l'adoption, la société comptabilisera des actifs au titre de droits d'utilisation d'environ 606 millions de dollars et des obligations additionnelles liées aux contrats de location-exploitation d'environ 600 millions de dollars, le calcul étant fonction de la valeur actualisée des paiements minimaux résiduels au titre de la location pour ce qui est des contrats de location-exploitation existants. La nouvelle norme prévoit également des mesures de simplification applicables à la comptabilité courante de la société. Cette dernière choisira l'exemption relative à la comptabilisation des contrats de location à court terme, et ce, pour l'ensemble de ses contrats de location admissibles. Ainsi, dans le cas de ces contrats de location admissibles, la société ne comptabilisera pas d'actif au titre du droit d'utilisation ni d'obligation locative. De plus, elle appliquera la mesure de simplification visant à ne pas séparer les composantes locatives des composantes non locatives pour tous les contrats de location pour lesquels elle est le preneur à bail et pour les installations et les réservoirs de liquides des terminaux dont elle est le bailleur.

Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers

En juin 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient considérablement la façon dont les entités évaluent les pertes sur créances découlant de la plupart des actifs financiers et de certains autres instruments financiers qui ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Ces nouvelles directives modifient le modèle de dépréciation des instruments financiers, le faisant reposer sur les pertes attendues plutôt que sur les pertes subies. Les pertes sur créances attendues seront comptabilisées au moyen d'une provision plutôt qu'à titre de radiation directe de la fraction non amortie du coût. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, seront mises en application selon une méthode rétrospective modifiée. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces nouvelles directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Évaluation de la juste valeur

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient certaines obligations d'information ayant trait à l'évaluation de la juste valeur. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, mais l'adoption anticipée d'une partie ou de la totalité des exigences est permise. La société évalue actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Régimes de retraite à prestations déterminées

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives qui viennent modifier et préciser les obligations d'information concernant les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2021 et seront appliquées rétrospectivement, l'adoption anticipée étant toutefois permise. La société évalue actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Coûts de mise en œuvre des ententes d'informatique en nuage

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives obligeant une entité partie à une entente d'hébergement qui constitue un contrat de service à suivre les directives applicables aux logiciels pour utilisation à l'interne afin de déterminer les coûts de mise en œuvre qui doivent être capitalisés et ceux qui doivent être comptabilisés en charges. Selon les directives, l'entité doit aussi amortir les coûts de mise en œuvre capitalisés relativement à une entente d'hébergement sur la durée de celle-ci. Les directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, mais l'adoption anticipée est permise. Ces directives peuvent s'appliquer rétrospectivement ou prospectivement à tous les coûts de mise en œuvre engagés suivant la date de l'adoption. La société évalue actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Consolidation

En octobre 2018, le FASB a publié de nouvelles directives visant à déterminer si les honoraires versés aux décideurs et aux prestataires de services constituent des droits variables pour les participations indirectes détenues par l'intermédiaire de parties liées sous contrôle commun. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020 et s'appliqueront de façon rétrospective, l'adoption anticipée étant toutefois permise. La société évalue actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

exercice clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États- Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social ¹	Total
Produits	4 038	4 314	619	2 584	2 124	—	13 679
Produits intersectoriels	—	162	—	—	56	(218) ²	—
	4 038	4 476	619	2 584	2 180	(218)	13 679
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	256	22	64	355	5 ³	714
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 405)	(1 368)	(34)	(630)	(313)	159 ²	(3 591)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(1 488)	—	(1 488)
Impôts fonciers	(266)	(199)	—	(98)	(6)	—	(569)
Amortissement	(1 129)	(664)	(97)	(341)	(119)	—	(2 350)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs	—	(801)	—	—	—	—	(801)
Gain sur la vente d'actifs	—	—	—	—	170	—	170
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 250	1 700	510	1 579	779	(54)	5 764
Intérêts débiteurs							(2 265)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							526
Intérêts créditeurs et autres ³							(76)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							3 949
Charge d'impôts							(432)
Bénéfice net							3 517
Perte nette attribuable aux participations sans contrôle							185
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							3 702
Dividendes sur les actions privilégiées							(163)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							3 539
Dépenses d'investissement							
Dépenses en immobilisations	2 442	5 591	463	110	767	45	9 418
Projets d'investissement en cours d'aménagement	36	1	—	459	—	—	496
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	179	334	12	490	—	1 015
	2 478	5 771	797	581	1 257	45	10 929

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

3 Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend les gains de change réalisés sur le prêt intersociétés qu'a consenti la société à Sur de Texas. Les pertes de change compensatoires sur le prêt intersociétés sont incluses dans les intérêts créditeurs et autres. Le prêt libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas représente la quote-part de la société dans le financement par emprunt à long terme de cette coentreprise. Il y a lieu de se reporter à la note 9 « Participations comptabilisées à la valeur de consolidation » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États- Unis	Gazoducs – Mexique –	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social¹	Total
Produits	3 693	3 584	570	2 009	3 593	—	13 449
Produits intersectoriels	—	51	—	—	—	(51) ²	—
	3 693	3 635	570	2 009	3 593	(51)	13 449
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	11	240	(9)	(3)	471	63 ³	773
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 300)	(1 340)	(42)	(623)	(550)	(51) ²	(3 906)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(2 382)	—	(2 382)
Impôts fonciers	(260)	(181)	—	(89)	(39)	—	(569)
Amortissement	(908)	(594)	(93)	(309)	(151)	—	(2 055)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs	—	—	—	(1 236)	(21)	—	(1 257)
Gain sur la vente d'actifs	—	—	—	—	631	—	631
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 236	1 760	426	(251)	1 552	(39)	4 684
Intérêts débiteurs							(2 069)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							507
Intérêts créditeurs et autres ³							184
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							3 306
Recouvrement d'impôts							89
Bénéfice net							3 395
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(238)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							3 157
Dividendes sur les actions privilégiées							(160)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							2 997
Dépenses d'investissement							
Dépenses en immobilisations	2 106	3 712	833	341	350	41	7 383
Projets d'investissement en cours d'aménagement	75	—	—	71	—	—	146
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	118	1 121	117	325	—	1 681
	2 181	3 830	1 954	529	675	41	9 210

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

3 Le bénéfice tiré (la perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend les gains de change réalisés sur le prêt intersociétés qu'a consenti la société à Sur de Texas. Les pertes de change compensatoires sur le prêt intersociétés sont incluses dans les intérêts créditeurs et autres. Le prêt libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas représente la quote-part de la société dans le financement par emprunt à long terme de cette coentreprise. Il y a lieu de se reporter à la note 9 « Participations comptabilisées à la valeur de consolidation » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2016 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États- Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social¹	Total
Produits	3 682	2 526	378	1 755	4 206	—	12 547
Produits intersectoriels	—	56	—	—	—	(56) ²	—
	3 682	2 582	378	1 755	4 206	(56)	12 547
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	214	(3)	(1)	292	—	514
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 245)	(1 057)	(43)	(568)	(884)	(64) ²	(3 861)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(2 172)	—	(2 172)
Impôts fonciers	(267)	(120)	—	(88)	(80)	—	(555)
Amortissement	(875)	(425)	(45)	(292)	(302)	—	(1 939)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs	—	—	—	—	(1 388)	—	(1 388)
Perte au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus	—	(4)	—	—	(829)	—	(833)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 307	1 190	287	806	(1 157)	(120)	2 313
Intérêts débiteurs							(1 998)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							419
Intérêts créditeurs et autres							103
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							837
Charge d'impôts							(352)
Bénéfice net							485
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(252)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							233
Dividendes sur les actions privilégiées							(109)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							124
Dépenses d'investissement							
Dépenses en immobilisations	1 372	1 517	944	668	473	33	5 007
Projets d'investissement en cours d'aménagement	153	—	—	142	—	—	295
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	5	198	327	235	—	765
	1 525	1 522	1 142	1 137	708	33	6 067

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Actif total par secteur		
Gazoducs – Canada	18 407	16 904
Gazoducs – États-Unis	44 115	35 898
Gazoducs – Mexique	7 058	5 716
Pipelines de liquides	17 352	15 438
Énergie	8 475	8 503
Siège social	3 513	3 642
	98 920	86 101

Renseignements géographiques

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Produits			
Canada – marché intérieur	4 187	3 618	3 697
Canada – exportations	1 075	1 255	1 177
États-Unis	7 798	8 006	7 295
Mexique	619	570	378
	13 679	13 449	12 547

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Immobilisations corporelles		
Canada	23 226	21 632
États-Unis	37 385	30 693
Mexique	5 892	4 952
	66 503	57 277

5. PRODUITS

Le 1^{er} janvier 2018, la société a adopté les nouvelles directives du FASB sur les produits tirés de contrats conclus avec des clients selon la méthode transitoire rétrospective modifiée à l'égard de tous les contrats en vigueur à la date d'adoption. Les résultats présentés pour 2018 reflètent l'application des nouvelles directives alors que les résultats correspondants de 2017 et de 2016 ont été établis et présentés conformément aux directives antérieures portant sur la comptabilisation des produits aussi appelées dans les présentes les « anciens PCGR des États-Unis ».

Ventilation des produits

Le tableau suivant présente un sommaire du total des produits pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	4 038	3 549	614	2 079	—	10 280
Électricité	—	—	—	—	1 771	1 771
Stockage de gaz naturel et autres	—	654	5	3	81	743
	4 038	4 203	619	2 082	1 852	12 794
Autres produits ^{1, 2}	—	111	—	502	272	885
	4 038	4 314	619	2 584	2 124	13 679

- 1 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation de la société, des instruments financiers et des contrats de location pour chacun des secteurs d'exploitation. Les produits tirés des contrats de location incluent certaines CAE à long terme ainsi que certaines ententes de capacité et certains contrats de transport visant les pipelines de liquides. Ces ententes ne sont pas intégrées dans le champ d'application des nouvelles directives. Par conséquent, les produits afférents à ces contrats sont exclus des produits tirés de contrats conclus avec des clients. Il y a lieu de se reporter à la note 24 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits provenant des instruments financiers.
- 2 Les autres produits tirés du secteur des gazoducs aux États-Unis comprennent l'amortissement des passifs réglementaires nets découlant de la réforme fiscale aux États-Unis. Il y a lieu de se reporter à la note 16 « Impôts sur le bénéfice » pour un complément d'information.

Les produits tirés de contrats conclus avec des clients sont comptabilisés déduction faite des impôts perçus auprès des clients, lesquels sont par la suite versés aux autorités gouvernementales. Les contrats que la société a conclus avec des clients s'entendent d'ententes de capacité et de contrats de transport visant les gazoducs et les pipelines de liquides, de contrats de production d'électricité, de stockage de gaz naturel et d'autres contrats.

Incidence sur les états financiers de l'adoption de la norme sur les produits tirés de contrats conclus avec des clients

La société a adopté les nouvelles directives par application de la méthode transitoire rétrospective modifiée. Conformément à une mesure de simplification prévue aux termes de cette méthode transitoire, la société n'est pas tenue d'analyser les contrats achevés à la date d'adoption. Par suite de cette adoption, la société a procédé aux ajustements décrits ci-après en date du 1^{er} janvier 2018.

Ententes de capacité et transport

En ce qui a trait à certaines ententes de capacité portant sur le gaz naturel, les montants sont facturés au client conformément aux termes du contrat. Toutefois, les produits connexes sont constatés lorsque la société satisfait à son obligation de prestation visant à fournir une capacité garantie de façon proportionnelle sur la durée du contrat. La différence entre le moment où les produits sont constatés et la facturation des montants engendre un actif sur contrat ou un passif sur contrat en vertu des nouvelles directives portant sur la comptabilisation des produits. Dans le cadre des anciens PCGR des États-Unis, ces différences étaient prises en compte dans les débiteurs. En vertu des nouvelles directives, les actifs sur contrat sont inclus dans les autres actifs à court terme et les actifs incorporels et autres actifs alors que les passifs sur contrat sont portés dans les créditeurs et autres et les autres passifs à long terme.

Incidence des nouvelles directives relatives à la comptabilisation des produits à la date d'adoption

Le tableau suivant illustre l'incidence de l'adoption des nouvelles directives relatives à la comptabilisation des produits sur les éléments du bilan consolidé de la société qui ont été présentés antérieurement :

(en millions de dollars canadiens)	Chiffres présentés au 31 décembre 2017	Ajustement	1 ^{er} janvier 2018
Actif à court terme			
Débiteurs	2 522	(62)	2 460
Autres ¹	691	79	770
Passif à court terme			
Créditeurs et autres ²	4 057	17	4 074

1 L'ajustement se rapporte aux actifs sur contrat inclus auparavant dans les débiteurs.

2 L'ajustement se rapporte aux passifs sur contrat inclus auparavant dans les débiteurs.

États financiers pro forma selon les anciens PCGR des États-Unis

Conformément aux nouvelles directives relatives à la comptabilisation des produits, les tableaux suivants présentent l'incidence pro forma sur les éléments visés au bilan consolidé au 31 décembre 2018 selon les anciens PCGR des États-Unis :

(en millions de dollars canadiens)	31 décembre 2018	
	Chiffres présentés	Chiffres pro forma selon les anciens PCGR des États-Unis
Actif à court terme		
Débiteurs	2 535	2 694
Autres	1 180	1 021

Soldes des contrats

(en millions de dollars canadiens)	31 décembre 2018	1 ^{er} janvier 2018
Créances sur les contrats conclus avec les clients	1 684	1 736
Actifs sur contrat ¹	159	79
Actifs sur contrat à long terme ²	21	—
Passifs sur contrat ³	11	17
Passifs sur contrat à long terme ⁴	121	—

1 Les actifs sur contrat sont portés dans les autres actifs à court terme du bilan consolidé.

2 Les actifs sur contrat à long terme sont portés dans les actifs incorporels et autres actifs du bilan consolidé.

3 Les passifs sur contrat englobent des produits reportés comptabilisés dans les créditeurs et autres du bilan consolidé. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, des produits de 17 millions de dollars qui étaient inclus dans les passifs sur contrat au début de l'exercice ont été comptabilisés.

4 Ces passifs tiennent compte des produits reportés, et ils sont portés dans les autres passifs à long terme du bilan consolidé.

Les actifs sur contrat et les actifs sur contrat à long terme ont trait surtout au droit de la société aux produits générés par les services rendus mais non facturés à la date de présentation de l'information financière relativement aux contrats sur la capacité garantie à long terme des volumes de gaz naturel. Le changement apporté aux actifs sur contrat tient surtout au transfert vers les débiteurs lorsque ces droits deviennent inconditionnels et que le montant est facturé au client ainsi qu'à la comptabilisation de produits additionnels pour lesquels les montants doivent être facturés. Les passifs sur contrat et les passifs sur contrat à long terme se rapportent surtout aux paiements de frais fixes de capacité pour des causes de force majeure reçus relativement à des ententes de capacité à long terme conclues au Mexique.

Produits futurs affectés aux obligations de prestations qui restent à remplir

Comme l'exigent les nouvelles directives relatives à la comptabilisation des produits, les informations qui suivent portent sur les produits futurs affectés aux obligations de prestation qui restent à remplir, représentant les produits contractuels qui n'ont pas encore été constatés. Certains contrats qui sont admissibles à l'une des mesures de simplification suivantes sont exclus des informations à présenter sur les produits futurs :

1. La durée initiale attendue du contrat ne dépasse pas un an.
2. La société comptabilise les produits tirés du contrat en fonction du montant facturé, lorsque ce montant représente la valeur qu'a pour le client le service qui lui est fourni à cette date. Il s'agit de la mesure de simplification appelée le droit de facturer.
3. Les produits variables tirés du contrat sont affectés en totalité à une obligation de prestation qui reste à remplir ou à une promesse non satisfaite de fournir un bien ou un service distinct dans le contrat à l'intérieur d'une série de biens ou de services distincts faisant partie d'une seule et même obligation de prestation. Une seule obligation de prestation survient lorsque les promesses dans le contrat représentent une série de services distincts qui sont essentiellement les mêmes et qui sont fournis au client au même rythme.

L'analyse qui suit porte sur le prix de transaction affecté à des obligations de prestation futures ainsi que sur les mesures de simplification utilisées par la société.

Ententes de capacité et transport

Au 31 décembre 2018, les produits futurs au titre d'ententes de capacité et de contrats de transport à long terme qui échoient jusqu'en 2043 se sont chiffrés à environ 30,1 milliards de dollars, dont une tranche de 6,0 milliards de dollars devrait être prise en compte en 2019.

Les produits futurs au titre d'ententes de capacité et de contrats de transport à long terme n'englobent pas les ententes ou les produits variables faisant l'objet d'une limitation et pour lesquels la mesure de simplification afférente au droit de facturer a été appliquée. Par conséquent, ces montants ne sont pas représentatifs du total des produits futurs pouvant résulter de ces contrats.

Les produits futurs provenant des contrats de capacité ferme réglementés afférents aux gazoducs au Canada tiennent compte des produits fixes pour les intervalles de temps au cours desquels les droits en vertu des règlements tarifaires sont en vigueur, soit environ de un an à trois ans. Plusieurs de ces contrats sont à long terme et les produits tirés des obligations de prestation à remplir dont l'échéance dépasse celle du règlement tarifaire en cours sont considérés comme étant très limités du fait que les droits futurs sont inconnus. Les produits dégagés par ces contrats seront comptabilisés lorsque l'obligation de prestation visant à fournir une capacité aura été remplie et que l'organisme de réglementation aura approuvé les droits qui s'appliquent. De plus, la société considère les produits tirés des services de transport interruptibles comme étant des produits variables du fait que les volumes ne peuvent pas être estimés. Ces produits variables sont constatés une fois par mois lorsque la société a rempli son obligation de prestation et ont été exclus de la présentation de l'information portant sur les produits futurs du fait que la société applique la mesure de simplification se rapportant aux produits variables de ces contrats. Les produits variables futurs aux termes de ces contrats ont été affectés en totalité aux obligations de prestation non remplies au 31 décembre 2018.

Par ailleurs, la société a appliqué la mesure de simplification afférente au droit de facturer à toutes ses ententes de capacité réglementées relatives aux gazoducs aux États-Unis et à certaines de ses ententes relatives aux gazoducs au Mexique de même qu'aux produits d'intermédiaire. Les produits tirés des ententes de capacité réglementées sont constatés en fonction des droits courants et les produits d'intermédiaire découlent du recouvrement des charges d'exploitation. Ces produits sont comptabilisés une fois par mois, soit lorsque la société a fourni le service, et ils sont exclus de la présentation d'information sur les produits futurs.

Les produits générés par les ententes de capacité relatives aux pipelines de liquides sont assortis d'une composante variable en fonction des volumes de liquides transportés. Par conséquent, ces produits variables sont exclus de la présentation d'information sur les produits futurs étant donné que la société recourt à une mesure de simplification afférente aux produits variables relativement à ces contrats. Les produits variables futurs tirés de ces contrats ont été affectés en totalité aux obligations de prestations non remplies au 31 décembre 2018.

Électricité

La société a contracté des contrats à long terme de production d'électricité s'étalant jusqu'en 2030. Les produits tirés des centrales électriques sont assortis d'une composante variable afférente aux prix du marché qui sont assujettis à des facteurs indépendants de la volonté de la société. Ces produits sont considérés comme étant très limités et ils sont pris en compte une fois par mois lorsque la société a rempli l'obligation de prestation. La société recourt aussi à la mesure de simplification afférente aux produits variables de ces contrats. Par conséquent, les produits futurs pouvant être tirés de ces contrats sont exclus de la présentation de l'information.

Stockage de gaz naturel et autres

Au 31 décembre 2018, les produits futurs découlant des contrats à long terme de stockage de gaz naturel et autres, qui s'échelonnent jusqu'en 2033, se sont établis à environ 1,2 milliard de dollars, dont une tranche d'environ 283 millions de dollars devrait être constatée en 2019. La société utilise les mesures de simplification relatives aux contrats dont l'échéance est d'au plus un an et lorsqu'elle constate une contrepartie variable. Par conséquent, les produits connexes sont exclus de la présentation d'information relative aux produits futurs. C'est pourquoi ce montant est inférieur au total des produits futurs pouvant résulter de ces contrats.

6. ACTIFS DESTINÉS À LA VENTE

Centrale de Coolidge

Le 14 décembre 2018, TransCanada a conclu une entente visant la vente de sa centrale de Coolidge, située en Arizona, à SWG Coolidge Holdings, LLC pour un produit d'environ 465 millions de dollars US, sous réserve du moment de l'application des ajustements de clôture et des ajustements connexes. En janvier 2019, en vertu des modalités de la convention d'achat d'électricité de la centrale de Coolidge, Salt River Project Agriculture Improvement and Power District, la contrepartie à cette convention, a exercé son droit de premier refus en ce qui a trait à cette vente.

La vente donnera lieu à un gain estimatif d'environ 65 millions de dollars (50 millions de dollars après les impôts), lequel comprend l'incidence de gains de change estimatifs de 10 millions de dollars. Ce gain sera pris en compte à la clôture de la transaction de vente, qui devrait se réaliser au milieu de 2019.

Au 31 décembre 2018, les actifs et passifs connexes du secteur de l'énergie étaient classés comme étant destinés à la vente comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	
Actifs destinés à la vente	
Débiteurs	6
Immobilisations corporelles	537
Total des actifs destinés à la vente	543
Passifs afférents aux actifs destinés à la vente	
Autres passifs à long terme	(3)
Total des passifs afférents aux actifs destinés à la vente¹	(3)

¹ Compris dans les créditeurs et autres du bilan consolidé.

7. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Juste valeur des contrats dérivés (note 24)	737	332
Actifs sur contrat (note 5)	159	—
Actifs réglementaires (note 10)	83	23
Trésorerie en garantie	55	99
Charges payées d'avance	41	109
Autres	105	128
	1 180	691

8. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018			2017		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Gazoducs – Canada						
Réseau de NGTL						
Pipeline	10 764	4 500	6 264	10 153	4 190	5 963
Postes de compression	3 289	1 677	1 612	3 021	1 593	1 428
Postes de comptage et autres	1 247	613	634	1 188	569	619
	15 300	6 790	8 510	14 362	6 352	8 010
En construction	2 111	—	2 111	940	—	940
	17 411	6 790	10 621	15 302	6 352	8 950
Réseau principal au Canada						
Pipeline	10 077	6 777	3 300	9 763	6 455	3 308
Postes de compression	3 642	2 656	986	3 605	2 499	1 106
Postes de comptage et autres	652	241	411	655	207	448
	14 371	9 674	4 697	14 023	9 161	4 862
En construction	149	—	149	156	—	156
	14 520	9 674	4 846	14 179	9 161	5 018
Autres gazoducs au Canada ¹						
Autres	1 842	1 420	422	1 815	1 363	452
En construction	124	—	124	4	—	4
	1 966	1 420	546	1 819	1 363	456
	33 897	17 884	16 013	31 300	16 876	14 424
Gazoducs – États-Unis						
Columbia Gas						
Pipeline	6 711	251	6 460	3 550	125	3 425
Postes de compression	2 932	132	2 800	1 547	64	1 483
Postes de comptage et autres	2 884	75	2 809	2 306	37	2 269
	12 527	458	12 069	7 403	226	7 177
En construction	4 347	—	4 347	3 332	—	3 332
	16 874	458	16 416	10 735	226	10 509
ANR						
Pipeline	1 600	443	1 157	1 427	365	1 062
Postes de compression	1 978	388	1 590	1 582	286	1 296
Postes de comptage et autres	1 217	324	893	961	268	693
	4 795	1 155	3 640	3 970	919	3 051
En construction	272	—	272	358	—	358
	5 067	1 155	3 912	4 328	919	3 409

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018			2017		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Autres gazoducs aux États-Unis						
GTN	2 322	951	1 371	2 107	822	1 285
Great Lakes	2 180	1 251	929	1 988	1 113	875
Columbia Gulf	1 753	74	1 679	1 115	37	1 078
Midstream	1 212	91	1 121	1 085	54	1 031
Autres ²	1 190	474	716	1 950	574	1 376
	8 657	2 841	5 816	8 245	2 600	5 645
En construction	846	—	846	699	—	699
	9 503	2 841	6 662	8 944	2 600	6 344
	31 444	4 454	26 990	24 007	3 745	20 262
Gazoducs – Mexique						
Pipeline	3 172	301	2 871	2 872	214	2 658
Postes de compression	506	41	465	448	30	418
Postes de comptage et autres	640	91	549	573	65	508
	4 318	433	3 885	3 893	309	3 584
En construction	1 990	—	1 990	1 368	—	1 368
	6 308	433	5 875	5 261	309	4 952
Pipelines de liquides						
Réseau d'oléoducs Keystone						
Pipeline	9 780	1 271	8 509	9 002	992	8 010
Matériel de pompage	1 065	184	881	1 022	152	870
Réservoirs et autres ³	3 598	488	3 110	3 314	385	2 929
	14 443	1 943	12 500	13 338	1 529	11 809
En construction ⁴	18	—	18	456	—	456
	14 461	1 943	12 518	13 794	1 529	12 265
Pipelines en Alberta ⁵						
Pipeline	762	22	740	748	3	745
Matériel de pompage	104	3	101	104	—	104
Réservoirs et autres	291	8	283	259	1	258
	1 157	33	1 124	1 111	4	1 107
En construction	84	—	84	47	—	47
	1 241	33	1 208	1 158	4	1 154
	15 702	1 976	13 726	14 952	1 533	13 419
Énergie						
Centrales alimentées au gaz naturel ⁶	2 062	708	1 354	2 645	743	1 902
Énergie éolienne ⁷	—	—	—	673	204	469
Stockage de gaz naturel et autres	741	169	572	734	156	578
	2 803	877	1 926	4 052	1 103	2 949
En construction	1 735	—	1 735	1 028	—	1 028
	4 538	877	3 661	5 080	1 103	3 977
Siège social	448	210	238	411	168	243
	92 337	25 834	66 503	81 011	23 734	57 277

- 1 Ces données comprennent Foothills, Ventures LP, Great Lakes et Coastal GasLink.
- 2 Ces données comprennent Portland, North Baja, Tuscarora et Crossroads ainsi que Bison en 2017. La valeur comptable résiduelle de Bison était entièrement dépréciée en date au 31 décembre 2018.
- 3 Ces données comprennent les réservoirs qui sont comptabilisés à titre de contrats de location-exploitation. Le coût et l'amortissement cumulé de ces installations au 31 décembre 2018 se sont élevés à respectivement 194 millions de dollars et 23 millions de dollars (respectivement 184 millions de dollars et 19 millions de dollars en 2017) alors qu'en 2018, des produits de 15 millions de dollars (16 millions de dollars en 2017; 16 millions de dollars en 2016) ont été constatés.
- 4 Certains coûts afférents au projet Keystone XL avaient été pris en compte dans les immobilisations corporelles au 31 décembre 2017. En 2018, ces coûts ont été reclassés dans les projets d'investissement en cours d'aménagement étant donné que la société a recommencé à capitaliser les coûts d'aménagement du projet Keystone XL.
- 5 Ces données comprennent Northern Courier et White Spruce. Northern Courier est comptabilisé à titre de contrat de location-exploitation et a été mis en service le 1^{er} novembre 2017. Le coût et l'amortissement cumulé de cette installation au 31 décembre 2018 se sont élevés à respectivement 1 130 millions de dollars et 32 millions de dollars (respectivement 1 111 millions de dollars et 4 millions de dollars en 2017) alors qu'en 2018, des produits de 142 millions de dollars (20 millions de dollars en 2017) ont été constatés.
- 6 Ces données comprennent la centrale de Coolidge, Grandview, Bécancour, Halton Hills et les centrales de cogénération alimentées au gaz naturel en Alberta. La centrale de Coolidge, Grandview et Bécancour détiennent des CAE à long terme qui sont comptabilisées à titre de contrats de location-exploitation. Le coût et l'amortissement cumulé de ces installations au 31 décembre 2018 se sont élevés à respectivement 655 millions de dollars et 268 millions de dollars (respectivement 1 264 millions de dollars et 354 millions de dollars en 2017). Au 31 décembre 2018, le coût et l'amortissement cumulé de la centrale de Coolidge ont été reclassés dans les actifs destinés à la vente. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Actifs destinés à la vente » pour un complément d'information. En 2018, des produits de 216 millions de dollars (215 millions de dollars en 2017; 212 millions de dollars en 2016) ont été constatés relativement à la vente d'électricité aux termes des CAE afférents à ces actifs.
- 7 La société a réalisé la vente de ses actifs liés à Cartier Énergie éolienne le 24 octobre 2018. Il y a lieu de se reporter à la note 26 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

Dépréciation de Bison

Au 31 décembre 2018, la société a soumis à un test de dépréciation sa participation dans son gazoduc Bison et résilié certaines conventions de transport pour des clients. En résiliant ces conventions, la société n'est plus tenue de fournir des services dans l'avenir. Du fait de la perte de ces flux de trésorerie futurs et de la persistance d'un marché défavorable ayant une incidence sur le débit du gazoduc, la société a déterminé que la valeur comptable résiduelle de l'actif n'était désormais plus recouvrable et elle a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 722 millions de dollars avant les impôts pour son secteur des gazoducs aux États-Unis. La charge hors trésorerie a été inscrite dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs à l'état consolidé des résultats. Comme Bison constitue un actif de TC PipeLines, LP dans laquelle la société détient une participation de 25,5 %, la quote-part de cette dernière dans la charge de dépréciation, après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle, se chiffre à 140 millions de dollars.

La résiliation des conventions de transport a donné lieu à la réception de paiements au titre de la résiliation de l'ordre de 130 millions de dollars, montant qui a été comptabilisé dans les produits de 2018. La quote-part de la société dans ce montant, après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle, s'établit à 25 millions de dollars.

Dépréciation d'Énergie Est et des projets connexes

Le 5 octobre 2017, la société a informé l'ONÉ qu'elle mettait fin à ses projets Énergie Est, de réseau principal de l'Est et du pipeline Upland. En raison de cette décision, la société a évalué la valeur comptable de ses immobilisations corporelles du projet de réseau principal de l'Est, incluant la provision pour les fonds utilisés pendant la construction. En raison de l'incapacité d'obtenir une décision réglementaire, il n'y a eu aucun recouvrement de coûts auprès de tiers. Par conséquent, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 83 millions de dollars (64 millions de dollars après les impôts) dans le secteur des pipelines de liquides. La charge hors trésorerie a été inscrite dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs à l'état consolidé des résultats.

Dépréciation de turbines du secteur de l'énergie

Au 31 décembre 2017, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 21 millions de dollars (16 millions de dollars après les impôts) dans le secteur de l'énergie relativement à la valeur comptable résiduelle de certaines turbines après avoir déterminé qu'elle n'était plus recouvrable. L'équipement de turbines avait été acheté dans le cadre d'un projet d'aménagement de centrale électrique qui ne s'est pas réalisé. La charge hors trésorerie a été inscrite dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs à l'état consolidé des résultats.

9. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

(en millions de dollars canadiens)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2018	Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation			Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	
		exercices clos les 31 décembre			aux 31 décembre	
		2018	2017	2016	2018	2017
Gazoducs – Canada						
TQM	50,0 %	12	11	12	71	68
Gazoducs – États-Unis						
Northern Border ¹	50,0 %	87	87	92	677	641
Iroquois ²	50,0 %	60	59	54	291	280
Millennium ³	47,5 %	75	66	33	511	291
Pennant Midstream ³	47,0 %	17	11	6	256	228
Autres	Divers	17	17	29	113	92
Gazoducs – Mexique						
Sur de Texas ⁴	60,0 %	27	66	(3)	627	399
TransGas	Néant	—	(12)	—	—	—
Pipelines de liquides						
Grand Rapids ⁵	50,0 %	65	17	(1)	1 028	996
Autres ⁶	Divers	(1)	(20)	—	21	20
Énergie						
Bruce Power ⁷	48,3 %	311	434	293	3 166	2 987
Portlands Energy ⁸	50,0 %	36	31	33	289	301
ASTC Power Partnership	50,0 %	—	—	(37)	—	—
Autres	Divers	8	6	3	63	63
		714	773	514	7 113	6 366

- 1 Au 31 décembre 2018, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Northern Border Pipeline Company s'établissait à 115 millions de dollars US (115 millions de dollars US en 2017) en raison de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.
- 2 Au 31 décembre 2018, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Iroquois s'établissait à 41 millions de dollars US (41 millions de dollars US en 2017) en raison surtout de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.
- 3 Les gazoducs ont été obtenus dans le cadre de l'acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia ») le 1^{er} juillet 2016. Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation reflète la quote-part du bénéfice à compter de la date d'acquisition.
- 4 TransCanada détient une participation de 60,0 % dans Sur de Texas, une entité contrôlée conjointement, comptabilisée à la valeur de consolidation. Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation tient compte des gains et pertes de change inscrits pour le secteur du siège social qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres à l'état consolidé des résultats.
- 5 Grand Rapids a été mis en service en août 2017. Au 31 décembre 2018, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Grand Rapids s'établissait à 102 millions de dollars (105 millions de dollars en 2017) en raison principalement des intérêts capitalisés au cours de la construction et de la juste valeur des garanties.
- 6 Ces données comprennent les participations dans Canoport Energy East Marine Terminal Limited Partnership et HoustonLink Pipeline Company LLC. Aux 31 décembre 2018 et 2017, la participation dans Canoport Energy East Marine Terminal Limited Partnership était nulle.
- 7 Au 31 décembre 2018, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Bruce Power s'établissait à 870 millions de dollars (902 millions de dollars en 2017) en raison de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment des acquisitions.
- 8 Au 31 décembre 2018, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Portlands Energy s'établissait à 73 millions de dollars (73 millions de dollars en 2017) en raison principalement des intérêts capitalisés au cours de la construction.

Dépréciation de TransGas de Occidente S.A.

En août 2017, TransCanada a inscrit une charge de dépréciation de 12 millions de dollars sur sa participation de 46,5 % comptabilisée à la valeur de consolidation dans TransGas de Occidente S.A. (« TransGas »). TransGas a construit et exploité un gazoduc en Colombie pendant 20 ans, soit la durée du contrat. Selon les modalités de l'entente, TransGas a transféré, à la fin du contrat de 20 ans en août 2017, ses actifs pipeliniers à Transportadora de Gas Internacional S.A. La charge de dépréciation hors trésorerie, qui représente la diminution de la valeur comptable résiduelle de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation, a été prise en compte dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation à l'état consolidé des résultats.

Dépréciation de Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership

Le 5 octobre 2017, la société a informé l'ONÉ, qu'elle mettait fin à ses projets Énergie Est, de réseau principal de l'Est et du pipeline Upland. Par conséquent, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 20 millions de dollars en octobre 2017 dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur des pipelines de liquides, ce qui représente la valeur comptable des participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership. En raison de l'incapacité d'obtenir une décision réglementaire relativement à ce projet, il n'y a eu aucun recouvrement de coûts auprès de tiers.

Dépréciation de ASTC Power Partnership

En mars 2016, TransCanada a émis un avis à l'Alberta Balancing Pool concernant la décision de résilier sa CAE de Sundance B détenue par l'intermédiaire d'ASTC Power Partnership. Conformément aux dispositions de la CAE, un acheteur a été autorisé à résilier le contrat si une loi a été modifiée faisant en sorte que ledit contrat est peu rentable ou moins rentable. Par suite des récentes modifications apportées au règlement intitulé *Specified Gas Emitters* de l'Alberta, la société s'attendait à ce que les coûts afférents aux émissions de carbone continueraient d'augmenter au cours de la durée restante de la CAE, ce qui aura pour effet d'accroître la non rentabilité de ce contrat. Par conséquent, au cours du premier trimestre de 2016, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 29 millions de dollars (21 millions de dollars après les impôts) dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de son secteur de l'énergie, ce qui représentait la valeur comptable de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership. La résiliation de la CAE a été réglée en décembre 2016.

Distributions et apports

Les distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 se sont établies à 1 106 millions de dollars (1 332 millions de dollars en 2017; 1 571 millions de dollars en 2016), dont une tranche de 121 millions de dollars (362 millions de dollars en 2017; 727 millions de dollars en 2016) a été incluse dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie relativement aux distributions reçues de Bruce Power au titre de son programme de financement.

Les apports aux participations comptabilisés à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 se sont établis à 1 015 millions de dollars (1 681 millions de dollars en 2017; 765 millions de dollars en 2016) et sont inclus dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie. Pour 2018, les apports tiennent compte d'un montant de 179 millions de dollars (977 millions de dollars en 2017) afférent à la quote-part de TransCanada dans les besoins de financement par emprunt de Sur de Texas.

Information financière sommaire sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Bénéfice			
Produits	4 836	4 913	4 336
Charges d'exploitation et autres charges	(3 545)	(2 993)	(3 068)
Bénéfice net	1 515	1 636	1 080
Bénéfice net attribuable à TransCanada	714	773	514

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Bilan		
Actif à court terme	2 209	2 176
Actif à long terme	20 647	17 869
Passif à court terme	(2 049)	(1 577)
Passif à long terme	(9 042)	(8 217)

Prêt à une société liée

TransCanada détient une participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec IEnova pour la construction, la détention et l'exploitation du gazoduc Sur de Texas. En 2017, TransCanada a obtenu une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains avec la coentreprise qui porte intérêt à un taux variable et vient à échéance en mars 2022. Au 31 décembre 2018, le bilan consolidé de la société comprenait un prêt de 18,9 milliards de pesos mexicains ou 1,3 milliard de dollars (14,4 milliards de pesos mexicains ou 0,9 milliard de dollars en 2017) consenti à la coentreprise Sur de Texas, ce qui représente la quote-part de TransCanada dans les besoins de financement par emprunt à long terme de la coentreprise. Les intérêts créditeurs et autres comprennent des intérêts créditeurs de 120 millions de dollars en 2018 (34 millions de dollars en 2017) afférents à cette coentreprise et une quote-part correspondante des intérêts débiteurs est inscrite dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

10. ENTREPRISES À TARIFS RÉGLEMENTÉS

Les entreprises de TransCanada qui appliquent actuellement la CATR comprennent certains gazoducs canadiens, américains et mexicains et certaines activités de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis. Les entreprises à tarifs réglementés comptabilisent et présentent leurs actifs et passifs compte tenu de l'incidence économique en lien avec les tarifs établis par les organismes de réglementation, pourvu que les tarifs puissent permettre de récupérer les coûts afférents à la prestation de services réglementés. L'environnement concurrentiel fait en sorte qu'il est probable que ces tarifs soient à la fois facturés et recouverts. Certaines charges et certains crédits assujettis à la réglementation des services publics ou à l'établissement des tarifs habituellement inscrits à l'état des résultats sont reportés au bilan, puis ils sont censés être inclus dans les tarifs des services futurs pour être recouverts auprès des clients ou remboursés à ces derniers au cours des exercices ultérieurs.

Établissements réglementés au Canada

Les gazoducs canadiens de TransCanada sont assujettis à la réglementation de l'ONÉ en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie. L'ONÉ assure la réglementation de la construction et de l'exploitation des installations ainsi que les modalités de service, y compris les tarifs, des réseaux de gazoducs réglementés de la société au Canada.

Les services de transport de gaz naturel au Canada de la société sont fournis aux termes de tarifs de transport de gaz naturel qui prévoient le recouvrement des coûts, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, selon les modalités approuvées par l'ONÉ. Les tarifs demandés pour ces services sont habituellement fixés par le truchement d'un processus qui exige le dépôt d'une demande auprès de l'organisme de réglementation selon laquelle les coûts d'exploitation prévus, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, déterminent les besoins en produits de l'exercice à venir ou de plusieurs exercices. Dans la mesure où les coûts et les produits réels sont supérieurs ou inférieurs aux coûts et aux produits prévus, les organismes de réglementation permettent généralement de reporter l'écart à un exercice futur et de le recouvrer ou de le rembourser à partir des tarifs de la période visée. Les écarts entre les coûts réels et les coûts prévus que les organismes de réglementation ne permettent pas de reporter sont inclus dans le calcul du bénéfice net de l'exercice au cours duquel les coûts en question sont engagés. Les principaux gazoducs canadiens réglementés de la société sont décrits ci-après.

Réseau de NGTL

Les résultats du réseau de NGTL pour 2018 reflètent les modalités du règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019 (le « règlement 2018-2019 ») approuvé par l'ONÉ en juin 2018. Ce règlement d'une durée de deux ans prévoit un RCA de 10,1 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, un taux d'amortissement composé d'environ 3,5 %, un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration et un traitement de transfert de tous les autres coûts.

Réseau principal au Canada

Le réseau principal au Canada est actuellement exploité en vertu de la demande tarifaire pour la période 2015-2030 approuvée en 2014 (la « décision de 2014 de l'ONÉ »). Les termes du règlement prévoient notamment un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, un mécanisme incitatif comportant un risque à la hausse et un risque à la baisse et la contribution annuelle de 20 millions de dollars après impôts versée par TransCanada pour réduire les besoins en produits. La stabilisation des droits est assurée grâce au recours à des comptes de report, notamment le compte d'ajustement provisoire et le compte d'ajustement à long terme (« CALT ») permettant de recueillir l'excédent ou le manque à gagner entre les produits de la société et son coût du service pour chaque année de la durée des droits fixes prévue dans la décision de 2014 de l'ONÉ, soit six ans (2015 à 2020). La décision de 2014 de l'ONÉ a également exigé que TransCanada dépose une demande relative à l'examen des tarifs pour la période 2018-2020. En décembre 2018, l'ONÉ a rendu une décision concernant l'examen des tarifs pour la période 2018-2020 (la « décision de 2018 de l'ONÉ ») qui tient compte de l'amortissement accéléré du solde du CALT du 31 décembre 2017 et d'une hausse de 3,2 % à 3,9 % du taux d'amortissement composé.

Établissements réglementés aux États-Unis

Les gazoducs réglementés de TransCanada aux États-Unis sont exploités en vertu des dispositions des lois intitulées *Natural Gas Act of 1938*, *Natural Gas Policy Act of 1978* (« NGA ») et *Energy Policy Act of 2005*, et ils sont assujettis à la réglementation de la FERC. La NGA confère à la FERC l'autorité sur la construction et l'exploitation des gazoducs et des installations connexes, dont la réglementation des tarifs qui prennent la forme d'une fourchette à l'intérieur de laquelle les gazoducs réglementés aux États-Unis peuvent accorder des remises ou négocier leurs tarifs de façon non discriminatoire. Les principaux gazoducs réglementés de la société aux États-Unis, en fonction de sa participation effective et de la longueur totale de la canalisation exploitée, sont décrits ci-après.

En 2018, la FERC a prescrit des modifications (les « mesures de la FERC de 2018 ») à la réforme fiscale aux États-Unis et aux impôts sur le bénéfice aux fins de la tarification visant une société en commandite cotée en bourse qui ont une incidence sur le bénéfice futur et les flux de trésorerie futurs générés par les gazoducs réglementés en vertu de la FERC. Les mesures de la FERC de 2018 établissent également un processus et un calendrier selon lesquels tous les gazoducs et toutes les installations de stockage interétatiques réglementés en vertu de la FERC doivent soit i) déposer un nouveau règlement tarifaire non contentieux, soit ii) déposer un formulaire 501-G auprès de la FERC qui quantifie l'incidence isolée de la réforme fiscale aux États-Unis sur les gazoducs et les actifs de stockage réglementés par la FERC de même que les répercussions des mesures de la FERC de 2018 sur les gazoducs détenus par des sociétés en commandite cotées en bourse.

L'incidence des mesures de la FERC de 2018 sur les principaux gazoducs réglementés aux États-Unis de la société est indiquée ci-dessous.

Columbia Gas

Les services de transport et de stockage de gaz naturel de Columbia Gas sont fournis selon un barème tarifaire sous réserve de l'approbation de la FERC. En 2013, un règlement de modernisation a été approuvé par la FERC et qui prévoit le recouvrement des coûts et un rendement du capital investi jusqu'à concurrence de 1,5 milliard de dollars US sur une période de cinq ans pour moderniser le réseau de Columbia Gas et en accroître l'intégrité ainsi que la fiabilité et la souplesse du service. En mars 2016, la FERC a approuvé une prorogation de ce règlement ce qui permettra le recouvrement des coûts et un rendement sur le capital investi additionnel de 1,1 milliard de dollars US sur une période de trois ans jusqu'en 2020.

Pour faire suite aux mesures de la FERC de 2018, Columbia Gas a déposé un formulaire 501-G, y compris une déclaration expliquant les raisons pour lesquelles, selon elle, il n'est pas nécessaire de modifier le barème tarifaire.

ANR Pipeline

ANR Pipeline est exploitée en vertu de tarifs établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en 2016. Ni ANR Pipeline ni les parties au règlement de 2016 ne pouvaient déposer une demande visant de nouveaux tarifs pour qu'ils entrent en vigueur avant le 1^{er} août 2019. Toutefois, ANR Pipeline doit déposer une demande visant de nouveaux tarifs qui devraient prendre effet au plus tard le 1^{er} août 2022.

En décembre 2018, ANR Pipeline a déposé un formulaire 501-G, y compris une déclaration expliquant les raisons pour lesquelles, selon elle, il n'est pas nécessaire de modifier le barème tarifaire.

Columbia Gulf

Les services de transport de gaz naturel de Columbia Gulf sont fournis selon un barème tarifaire sous réserve de l'approbation de la FERC. En septembre 2016, la FERC a publié une ordonnance approuvant le règlement non contesté aux termes d'une instance tarifaire qu'elle a amorcée en vertu de l'article 5 de la NGA et selon laquelle le tarif de recours maximum quotidien de Columbia Gulf devait être réduit. Elle portait également sur le traitement des avantages postérieurs au départ à la retraite autre que la retraite, la charge de retraite et les dépenses réglementaires. Selon l'ordonnance de la FERC, Columbia Gulf devait également déposer un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA d'ici le 31 janvier 2020 afin que les tarifs prennent effet le 1^{er} août 2020.

Par suite des mesures de la FERC de 2018, Columbia Gulf a soumis un formulaire 501-G, y compris une déclaration expliquant les raisons pour lesquelles, selon elle, il n'est pas nécessaire de modifier le barème tarifaire.

TC PipeLines, LP

TransCanada détient une participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP qui détient des participations dans huit gazoducs entièrement détenus ou détenus en partie desservant les principaux marchés aux États-Unis. Comme TC PipeLines, LP est une société en commandite cotée en bourse, tous les gazoducs qu'elle détient entièrement ou en partie ont été potentiellement touchés par les mesures de la FERC de 2018 créant une présomption que les entités dont les bénéficiaires ne sont pas imposés par l'intermédiaire d'une société par actions ne devraient pas être autorisées à recouvrer une portion de leur charge d'impôts à même leurs tarifs réglementés liés au coût du service. Par ailleurs, dans la mesure où une entité ne peut plus recouvrer sa charge d'impôts à même ses tarifs, elle doit également s'assurer de retrancher le solde des cumuls d'impôts reportés de sa base tarifaire. Il y a lieu de se reporter à la note 16 « Impôts sur le bénéfice » pour un complément d'information sur l'incidence de ces modifications pour TransCanada.

Great Lakes

Great Lakes est parvenue à un règlement tarifaire avec ses clients, qui a été approuvé par la FERC le 22 février 2018, ce qui a entraîné une baisse de 27 % des tarifs maximum de transport de Great Lakes à compter du 1^{er} octobre 2017. Ce règlement n'impose aucun moratoire et Great Lakes sera tenue de déposer une demande visant de nouveaux tarifs au plus tard le 31 mars 2022, les nouveaux tarifs devant prendre effet le 1^{er} octobre 2022. Par suite des mesures de la FERC de 2018, Great Lakes a déposé un rapport restreint en vertu de l'article 4 qui a eu pour effet de réduire ses tarifs de 2 % par rapport à ceux qui étaient en vigueur avant les modifications de la FERC en 2018. Cette réduction est entrée en vigueur le 1^{er} février 2019 après que la FERC eût accepté le rapport restreint en vertu de l'article 4 le 31 janvier 2019.

Établissements réglementés au Mexique

Les gazoducs de TransCanada au Mexique sont assujettis à la réglementation de la CRE et sont exploités conformément aux tarifs approuvés par la CRE. Les tarifs en vigueur relativement aux gazoducs au Mexique de TransCanada ont été établis conformément à des contrats approuvés par la CRE prévoyant le recouvrement des coûts afférents à la prestation de services, un remboursement de capital et un rendement sur le capital investi.

Actifs et passifs réglementaires

aux 31 décembre			Période résiduelle de recouvrement/ réglement (en années)
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	
Actifs réglementaires			
Impôts reportés ¹	1 051	940	s.o.
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	12	—	1
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ^{1,3}	379	388	s.o.
Variations de change sur la dette à long terme ^{1,4}	46	—	1-11
Autres	143	71	s.o.
	1 631	1 399	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme (note 7)	83	23	
	1 548	1 376	
Passifs réglementaires			
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	96	188	1
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ³	53	164	s.o.
Avantages postérieurs au départ à la retraite et avantages complémentaires autres que les régimes de retraite liés à ANR ⁵	54	66	s.o.
Compte d'ajustement à long terme ⁶	1 015	1 142	2-45
Compte d'ajustement provisoire ⁶	305	202	12
Solde en fiducie au titre de la cessation d'exploitation de pipelines	1 113	825	s.o.
Coût de retrait des installations ⁷	261	216	s.o.
Impôts reportés	165	75	s.o.
Impôts reportés – Réforme fiscale aux États-Unis ⁸	1 394	1 659	s.o.
Autres	65	47	s.o.
	4 521	4 584	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créiteurs et autres (note 14)	591	263	
	3 930	4 321	

- 1 Ces actifs réglementaires sont soit appuyés par des opérations hors trésorerie, soit recouverts sans allocation de rendement selon l'approbation de l'organisme de réglementation. Par conséquent, ces actifs réglementaires ne sont pas inclus dans la base tarifaire et ne produisent pas un rendement sur l'investissement pendant la période de recouvrement.
- 2 Les actifs et les passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette représentent l'accumulation des variations des coûts et des produits approuvées par l'organisme de réglementation, dont il faut tenir compte dans la détermination des droits pour l'année civile suivante.
- 3 Ces soldes représentent le montant réglementaire imputé au régime de retraite et aux obligations au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite dans la mesure où ces montants devraient être récupérés auprès des clients ou remboursés à ces derniers dans la tarification future.
- 4 Les variations de change sur la dette à long terme pour le réseau de NGTL représentent l'écart, résultant de la réévaluation des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère, entre le taux de change historique et le taux de change en vigueur au moment de l'émission. Les gains et les pertes de change réalisés à l'échéance ou au rachat anticipé des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère devraient être recouverts ou remboursés au moment de la détermination des droits futurs.
- 5 Ce solde représente ce qu'ARN a estimé être tenue de rembourser à ses clients pour les montants des avantages postérieurs au départ à la retraite et des avantages complémentaires recouverts aux termes des tarifs approuvés par la FERC et qui n'ont pas été affectés au paiement d'avantages à ses employés. Aux termes d'un règlement tarifaire approuvé par la FERC en septembre 2016, un montant de 11 millions de dollars (8 millions de dollars US) afférent au solde du passif réglementaire au 31 décembre 2018 (26 millions de dollars (21 millions de dollars US) en 2017) qui s'est accumulé entre janvier 2007 et juillet 2016 sera entièrement amorti en date du 31 juillet 2019. Le règlement du reliquat de 43 millions de dollars (32 millions de dollars US) accumulé avant 2007 est tributaire d'instances réglementaires futures et, de ce fait, aucune période de règlement ne peut être déterminée pour le moment.
- 6 Ces comptes réglementaires permettent de recueillir les produits générés par le réseau principal au Canada et les écarts de coûts auxquels s'ajoutent la stabilisation des droits au cours de la période de règlement 2015-2030. Le solde relatif au CALT de 2018 de 1 015 millions de dollars comprend un montant de 932 millions de dollars devant être amorti sur deux ans, le reliquat devant être amorti sur 45 ans.
- 7 Ce solde représente les coûts de retrait attendus qui sont compris dans les taux d'amortissement et qui continueront de l'être et qui sont recouverts dans les tarifs de certaines activités à tarifs réglementés au titre des coûts futurs devant être engagés.
- 8 Ces soldes représentent l'incidence de la réforme fiscale aux États-Unis. Les passifs réglementaires seront amortis sur des durées variables qui se rapprochent de la reprise attendue des passifs d'impôts reportés sous-jacents ayant donné lieu aux passifs réglementaires. Il y a lieu de se reporter à note 16 « Impôts sur le bénéfice » pour un complément d'information sur la réforme fiscale aux États-Unis.

11. ÉCART D'ACQUISITION

La société a inscrit l'écart d'acquisition suivant à l'égard de ses acquisitions.

(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – États-Unis
Solde au 1 ^{er} janvier 2017	13 958
Acquisition de Columbia (note 26)	71
Variations des taux de change	(945)
Solde au 31 décembre 2017	13 084
Charge de dépréciation liée à Tuscarora	(79)
Variations des taux de change	1 173
Solde au 31 décembre 2018	14 178

Tuscarora

Au quatrième trimestre de 2018, la société a achevé son rapport réglementaire relativement à Tuscarora en réponse aux mesures de la FERC de 2018 et aux exigences afférentes au formulaire 501-G. En janvier 2019, Tuscarora est parvenu à un règlement de principe avec ses clients qui a été déposé auprès de la FERC. Par suite de ces faits nouveaux et des modifications apportées à d'autres hypothèses d'évaluation adaptées à l'environnement commercial de Tuscarora, il a été déterminé que la juste valeur de Tuscarora n'était plus supérieure à sa juste valeur, écart d'acquisition compris. La juste valeur de l'unité d'exploitation a été calculée à l'aide de l'analyse des flux de trésorerie actualisés. Les flux de trésorerie attendus ont été actualisés selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque, ce qui a permis d'en déterminer la juste valeur. Par conséquent, la société a comptabilisé une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 79 millions de dollars avant les impôts dans son secteur des gazoducs aux États-Unis. Cette charge hors trésorerie a été inscrite dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs à l'état consolidé des résultats. Comme Tuscarora représente un actif de TC PipeLines, LP, la quote-part de ce montant revenant à la société, après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle, était de 15 millions de dollars. Au 31 décembre 2018, le solde de l'écart d'acquisition pour Tuscarora se chiffrait à 23 millions de dollars US (82 millions de dollars US en 2017).

Great Lakes

Au 31 décembre 2018, la juste valeur estimative de Great Lakes dépassait sa valeur comptable de moins de 10 %. L'évaluation la plus récente de la juste valeur de cette unité d'exploitation a été effectuée au moyen d'une analyse des flux de trésorerie actualisés. Les hypothèses employées dans cette analyse portant sur la capacité de Great Lakes à réaliser sa valeur à long terme sur le marché nord-américain de l'énergie comprenaient notamment l'incidence de sa décision d'employer le Formulaire 501-G, les occasions qui se présenteront pour le réseau de dégager d'autres revenus ainsi que les modifications apportées à d'autres hypothèses d'évaluation adaptées à l'environnement commercial de Great Lakes. Bien que les conditions changeantes sur le marché et d'autres facteurs influant sur la performance financière à long terme de Great Lakes aient été positifs, il est possible que la réduction des flux de trésorerie prévisionnels ou des changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future d'une partie de l'écart d'acquisition se rapportant à Great Lakes. Au 31 décembre 2018, le solde de l'écart d'acquisition pour Great Lakes se chiffrait à 573 millions de dollars US (573 millions de dollars US en 2017).

Ravenswood

Par suite de renseignements obtenus lors de la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis de la société, au troisième trimestre de 2016, il a été établi que la juste valeur des installations de Ravenswood n'était plus supérieure à leur valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition. La juste valeur de l'unité d'exploitation a été déterminée au moyen de plusieurs méthodes combinées, dont l'analyse par les flux de trésorerie actualisés, et d'une estimation de la contrepartie qui serait tirée d'une vente éventuelle. Pour calculer la juste valeur, les flux de trésorerie attendus ont été actualisés selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque. Par conséquent, la société a comptabilisé une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition à l'égard de la valeur comptable intégrale de 1 085 millions de dollars en 2016 (656 millions de dollars après les impôts) afférente à l'écart d'acquisition de Ravenswood dans le secteur de l'énergie.

12. ACTIFS INCORPORELS ET AUTRES ACTIFS

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Projets d'investissement en cours d'aménagement	1 051	596
Actifs d'impôts reportés (note 16)	322	316
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 23)	192	193
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 24)	61	73
Autres	295	306
	1 921	1 484

Projets d'investissement en cours d'aménagement

Keystone XL

En janvier 2018, la société a recommencé à capitaliser les coûts d'aménagement du projet Keystone XL. De plus, certains coûts afférents au projet, qui ont été pris en compte dans les immobilisations corporelles au 31 décembre 2017, ont été virés dans les projets d'investissement en cours d'aménagement en 2018. Ces coûts se rapportaient à la valeur de réalisation nette des actifs de Keystone XL après la comptabilisation d'une charge de dépréciation en 2015. Au 31 décembre 2018, les projets d'investissement en cours d'aménagement eu égard à ce projet se chiffrent donc à 0,8 milliard de dollars (néant en 2017).

Remboursement des coûts du gazoduc Coastal GasLink

Conformément aux dispositions des ententes intervenues avec les participants à la coentreprise avec LNG Canada, les cinq parties ont choisi de rembourser à TransCanada leur quote-part des coûts engagés avant l'obtention de la décision d'investissement finale pour ce qui est du gazoduc Coastal GasLink. En novembre 2018, la société a reçu des paiements totalisant 470 millions de dollars qui ont été comptabilisés en diminution de la valeur comptable de Coastal GasLink.

Projet de transport de gaz de Prince Rupert

En juillet 2017, la société a été informée que Pacific Northwest LNG ne donnerait pas suite à son projet proposé de GNL et que Progress Energy (« Progress ») résilierait son entente conclue avec TransCanada relativement à l'aménagement du projet de TGPR avec prise d'effet le 10 août 2017. Conformément aux modalités de l'entente, tous les coûts qui ont été engagés pour l'avancement du projet, y compris les frais financiers, ont été recouverts en totalité à la résiliation de l'entente. En octobre 2017, la société avait reçu de Progress le remboursement intégral de 634 millions de dollars.

Dépréciation d'Énergie Est et des projets connexes

Le 5 octobre 2017, la société a informé l'ONÉ, qu'elle mettait fin à ses projets Énergie Est, de réseau principal de l'Est et du pipeline Upland. En raison de cette décision, la société a évalué le reste de ses projets d'investissement en cours d'aménagement afférents aux projets Énergie Est et du pipeline Upland, incluant la provision pour les fonds utilisés pendant la construction. Par conséquent, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 1 153 millions de dollars (870 millions de dollars après les impôts) dans le secteur des pipelines de liquides. En raison de l'incapacité d'obtenir une décision réglementaire, il n'y a eu aucun recouvrement de coûts auprès de tiers. La charge hors trésorerie a été inscrite dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs à l'état consolidé des résultats.

Dépréciation de conventions d'achat d'électricité

En mars 2016, TransCanada a résilié ses CAE de Sheerness et de Sundance A. Conformément aux dispositions des CAE, un acheteur a été autorisé à résilier le contrat si une loi a été modifiée faisant en sorte que ledit contrat est peu rentable ou moins rentable. La société s'attendait à ce que les coûts afférents aux émissions de carbone augmenteraient au cours de la durée restante des CAE, ce qui aurait pour effet d'accroître la non rentabilité de ces contrats. Par conséquent, en 2016, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 211 millions de dollars (155 millions de dollars après les impôts) dans son secteur de l'énergie, ce qui représente la valeur comptable des CAE qui a été portée dans les actifs incorporels et autres actifs. En décembre 2016, TransCanada a transféré à l'Alberta Balancing Pool des crédits relatifs à la qualité de l'environnement détenus pour atténuer les coûts d'émissions relatifs aux CAE et inscrit une charge hors trésorerie de 92 millions de dollars à la cession (68 millions de dollars après les impôts) afférente à la valeur comptable de ces crédits relatifs à la qualité de l'environnement.

13. BILLETS À PAYER

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018		2017	
	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre
Canada	2 117	2,5 %	884	1,6 %
États-Unis (448 \$ US en 2018; 688 \$ US en 2017)	611	3,1 %	862	2,2 %
Mexique (25 \$ US en 2018; 275 MXN en 2017)	34	3,3 %	17	8,0 %
	2 762		1 763	

Au 31 décembre 2018, le billet à payer comprenait des emprunts à court terme contractés par TransCanada PipeLines Limited (« TCPL ») au Canada, par TransCanada PipeLine USA Ltd. (« TCPL USA ») et TransCanada American Investments Ltd. (« TAIL ») aux États-Unis, et par une filiale mexicaine au Mexique.

Au 31 décembre 2018, les facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totalisaient 12,9 milliards de dollars (11,0 milliards de dollars en 2017). L'intérêt sur les sommes prélevées est imputé aux taux variables négociés de banques canadiennes et américaines, et selon d'autres modalités financières arrêtées par négociation. Ces facilités de crédit non garanties comprenaient ce qui suit :

aux 31 décembre		2018		2017	
(en milliards de dollars canadiens, sauf indication contraire)		Total des facilités	Capacité inutilisée	Total des facilités	
Emprunteur	Objet	Échéance			
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogables¹					
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars canadiens de TCPL et à des fins générales	Décembre 2023	3,0	3,0	3,0
TCPL/TCPL USA/ Columbia/TAIL	Servant à appuyer les programmes de papier commercial en dollars américains de TCPL, TCPL USA et de TAIL et utilisée pour répondre aux besoins généraux des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2019	4,5 US	4,5 US	—
TCPL/TCPL USA/ Columbia/TAIL	Utilisée pour répondre aux besoins généraux des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2021	1,0 US	1,0 US	—
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars américains de TCPL et à des fins générales		—	—	2,0 US
TCPL USA	Utilisée aux fins générales de TCPL USA, garantie par TCPL		—	—	1,0 US
Columbia	Utilisée pour répondre aux besoins généraux de Columbia, garantie par TCPL		—	—	1,0 US
TAIL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars américains de TAIL et à des fins générales, garantie par TCPL		—	—	0,5 US
Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue¹					
TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires, facilité de TCPL USA garantie par TCPL	À vue	2,1	1,0	1,9
Filiale mexicaine	Utilisée pour répondre aux besoins généraux au Mexique, garantie par TCPL	À vue	5,0 MXN	4,5 MXN	5,0 MXN

¹ Les divers accords de crédit avec les filiales de la société peuvent limiter leur capacité à déclarer et à payer des dividendes ou à effectuer des distributions dans certaines circonstances. Si de telles restrictions s'appliquent, elles pourraient, par conséquent, avoir une incidence sur la capacité de la société à déclarer et à payer des dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées. Par ailleurs, aux termes de ces accords de crédit, la société doit se conformer à diverses clauses comportant obligation de faire et de ne pas faire tout en maintenant certains ratios financiers. Au 31 décembre 2018, la société se conformait à l'ensemble des clauses restrictives.

Le coût de maintien des facilités susmentionnées était de 12 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (7 millions de dollars en 2017; 10 millions de dollars en 2016).

Au 31 décembre 2018, les sociétés qui sont affiliées à la société et que celle-ci exploite disposaient de facilités de crédit confirmées dont le solde inutilisé s'élevait à un montant supplémentaire de 0,8 milliard de dollars (0,4 milliard de dollars en 2017).

14. CRÉDITEURS ET AUTRES

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Fournisseurs	3 224	2 847
Juste valeur des contrats dérivés (note 24)	922	387
Actions non rachetées de Columbia	357	312
Passifs réglementaires (note 10)	591	263
Autres	314	248
	5 408	4 057

15. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 23)	569	389
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	90	98
Juste valeur des contrats dérivés (note 24)	42	72
Garanties (note 27)	12	16
Autres	295	152
	1 008	727

16. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Réforme fiscale aux États-Unis

Le 22 décembre 2017, le Président des États-Unis a entériné la loi intitulée *Tax Cuts and Job Acts* (la « réforme fiscale aux États-Unis » ou la « Loi »). Ainsi, entre autres, le taux d'imposition fédéral en vigueur sur le revenu des sociétés aux États-Unis a reculé, passant de 35 % à 21 % à compter du 1^{er} janvier 2018, ce qui a donné lieu à une réévaluation des actifs et des passifs d'impôts reportés existants des entreprises américaines de la société pour prendre en compte le nouveau taux d'imposition réduit au 31 décembre 2017.

En ce qui a trait aux entreprises américaines de la société qui ne sont pas assujetties à la comptabilité des activités à tarifs réglementés, la réduction des taux d'imposition en vigueur a donné lieu à une diminution du montant net des passifs d'impôts reportés et à un recouvrement d'impôts reportés de 816 millions de dollars en 2017. Quant aux entreprises américaines de la société qui sont assujetties à la comptabilité des activités à tarifs réglementés, la baisse des taux d'imposition a entraîné une diminution du montant net des passifs d'impôts reportés et la constatation d'un passif réglementaire net au bilan consolidé se chiffrant à 1 686 millions de dollars au 31 décembre 2017.

Le montant net des passifs d'impôts reportés se rapportant aux réévaluations cumulatives des avantages postérieurs au départ à la retraite pris en compte dans le cumul des autres éléments du résultat étendu a aussi été ajusté, et une augmentation correspondante de 12 millions de dollars a été comptabilisée dans la charge d'impôts reportés en 2017.

Étant donné la portée considérable de la Loi, le personnel de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis a publié des directives qui autorisent les émetteurs inscrits à comptabiliser des montants provisoires en date du 31 décembre 2017 qui peuvent être rajustés lorsque l'information est connue, préparée ou analysée, pourvu que la période d'évaluation en question ne dépasse pas un an. Les directives de la SEC résument une procédure en trois étapes qui doit être appliquée à chaque période de communication de l'information et qui permet de déterminer : 1) que la comptabilisation est définitive; 2) les montants provisoires, si la comptabilisation n'est pas encore définitive, mais qu'une estimation raisonnable a pu être établie; 3) qu'une estimation

raisonnable ne peut pas encore être déterminée et que, par conséquent, les impôts sont présentés conformément aux dispositions de la loi en vigueur avant la promulgation de la nouvelle Loi.

Au 31 décembre 2017, la société considérait que les montants comptabilisés relativement à la réforme fiscale des États-Unis constituaient des estimations raisonnables. Cependant, certains montants étaient provisoires étant donné que l'interprétation, l'évaluation et la présentation de la société de l'incidence de la réforme fiscale ont été mieux éclairées par des directives complémentaires des autorités réglementaires, fiscales et comptables reçues en 2018. Étant donné les directives complémentaires fournies au cours de la période d'évaluation de un an et la production de sa déclaration de revenu annuelle pour 2017 visant ses activités américaines, la société a pris en compte des ajustements supplémentaires qu'elle a apportés à son passif d'impôts reportés, aux soldes relatifs au passif réglementaire net et au recouvrement d'impôts reportés d'un montant de 52 millions de dollars au quatrième trimestre de 2018.

Par ailleurs, les mesures de la FERC de 2018 prévoient que, dans la mesure où la possibilité pour une entité de recouvrer sa charge d'impôts à même les tarifs était éliminée, il fallait aussi retrancher le solde des cumuls d'impôts reportés de la base tarifaire de cette entité. Conformément au formulaire 501-G de la FERC et à la conclusion des règlements tarifaires non contentieux, les soldes des cumuls d'impôts reportés de tous les pipelines détenus par TC PipeLines, LP, en propriété exclusive ou non, ont été retranchés des bases tarifaires correspondantes. Par conséquent, les passifs réglementaires nets comptabilisés à l'égard de ces actifs conformément à la réforme fiscale aux États-Unis ont été radiés, ce qui s'est soldé par l'inscription d'un recouvrement ultérieur d'impôts reportés de 115 millions de dollars au quatrième trimestre de 2018.

Depuis le 1^{er} janvier 2018, la société amortit, conformément à la réforme fiscale aux États-Unis, les passifs réglementaires nets selon la méthode inversée de la Géorgie du Sud. Selon cette méthode, les entités à tarifs réglementés déterminent l'amortissement, dont elles entament immédiatement la comptabilisation, en fonction de leurs taux d'amortissement composés. Un amortissement de 58 millions de dollars de ces passifs réglementaires nets a été comptabilisé en 2018 et inclus dans les produits de l'état consolidé des résultats. Le passif réglementaire net établi en vertu de la réforme fiscale aux États-Unis s'établissait à 1 394 millions de dollars au 31 décembre 2018 (1 686 millions de dollars en 2017).

Pour faire suite à la réforme fiscale aux États-Unis, le Trésor américain et l'Internal Revenue Service des États-Unis ont publié des projets de règlements en novembre et décembre 2018 qui présentent un encadrement administratif et précisent certains aspects des nouvelles lois quant à la déductibilité des intérêts, à l'impôt anti-abus contre l'érosion de l'assiette fiscale, à la nouvelle déduction relative aux dividendes reçus et aux règles anti-entités hybrides. À la suite de l'examen et de l'analyse de ces projets de règlement par la société, aucun ajustement significatif n'a été pris en compte dans les états financiers consolidés de 2018. Ces projets de règlement sont à la fois complexes et exhaustifs. Une incertitude considérable continue de régner d'ici à ce que les règlements définitifs soient rendus publics, c'est-à-dire vers la fin de 2019. TransCanada continue d'examiner et d'analyser ces projets de règlement et d'évaluer leur incidence potentielle pour la société.

Provision pour les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Exigibles			
Canada	65	113	116
Pays étrangers	250	36	40
	315	149	156
Reportés			
Canada	49	(185)	101
Pays étrangers	235	751	95
Pays étrangers – Réforme fiscale aux États-Unis et mesures de la FERC de 2018	(167)	(804)	—
	117	(238)	196
Charge (recouvrement) d'impôts	432	(89)	352

Répartition géographique du bénéfice avant les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Canada	433	(339)	219
Pays étrangers	3 516	3 645	618
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	3 949	3 306	837

Rapprochement de la charge (du recouvrement) d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	3 949	3 306	837
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	27 %	27 %	27 %
Charge d'impôts prévue	1 066	893	226
Réforme fiscale aux États-Unis et mesures de la FERC de 2018	(167)	(804)	—
Différence des taux d'imposition étrangers	(432)	(81)	(196)
Perte découlant (bénéfice tiré) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des participations sans contrôle	50	(64)	(68)
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	(54)	(42)	81
Tranche non imposable des gains en capital	(11)	(42)	—
Charges de dépréciation d'actifs ¹	—	34	242
Montants non déductibles	—	4	46
Autres	(20)	13	21
Charge (recouvrement) d'impôts	432	(89)	352

1 Déduction faite d'un montant de néant (néant en 2017; 112 millions de dollars en 2016) attribué à des taux d'imposition plus élevés.

Actifs et passifs d'impôts reportés

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Actifs d'impôts reportés		
Reports prospectifs de pertes fiscales et de crédits fiscaux	1 238	1 379
Écarts entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs dépréciés et des actifs destinés à la vente	574	651
Montants reportés réglementaires et autres	858	512
Pertes de change non réalisées sur la dette à long terme	491	216
Instruments financiers	—	10
Autres	292	227
	3 453	2 995
Moins : provision pour moins-value	1 159	832
	2 294	2 163
Passifs d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	6 449	6 240
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 069	632
Impôts sur les besoins en produits futurs	300	238
Autres	180	140
	7 998	7 250
Montant net des passifs d'impôts reportés	5 704	5 087

Les montants d'impôts reportés ci-dessus ont été classés dans le bilan consolidé comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Actifs d'impôts reportés		
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)	322	316
Passifs d'impôts reportés		
Passifs d'impôts reportés	6 026	5 403
Montant net des passifs d'impôts reportés	5 704	5 087

Au 31 décembre 2018, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes autres qu'en capital inutilisés de 1 867 millions de dollars (1 280 millions de dollars en 2017) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada, qui échoient de 2030 à 2038. La société n'a pas constaté l'avantage au titre des reports prospectifs de pertes en capital de 821 millions de dollars (668 millions de dollars en 2017) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada. Elle a également pris en compte l'avantage au titre des crédits d'impôts minimums de 91 millions de dollars en Ontario (82 millions de dollars en 2017), qui échoient de 2026 à 2038.

Au 31 décembre 2018, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes inutilisés de 889 millions de dollars US (1 800 millions de dollars US en 2017) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis, qui échoient de 2029 à 2037. La société n'a constaté aucune économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes de 706 millions de dollars US (710 millions de dollars US en 2017) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis. Elle a également pris en compte l'avantage au titre des crédits d'impôts minimums de remplacement de 1 million de dollars US (56 millions de dollars US en 2017).

Au 31 décembre 2018, la société a constaté une économie d'impôts liées aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nette inutilisées de 3 millions de dollars US (7 millions de dollars US en 2017) au Mexique, qui échoient de 2024 à 2028.

Bénéfices non répartis des établissements étrangers

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers qu'elle n'entend pas rapatrier dans un avenir prévisible, la société ne constitue pas de provision pour les impôts sur le bénéfice. Si une provision avait été prévue à cet égard, les passifs d'impôts reportés auraient été supérieurs d'environ 619 millions de dollars au 31 décembre 2018 (569 millions de dollars en 2017).

Versements d'impôts sur le bénéfice

En 2018, la société a effectué des versements d'impôts sur le bénéfice de 338 millions de dollars, déduction faite des remboursements (versements de 247 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2017; versements de 105 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2016).

Rapprochement des économies d'impôts non comptabilisées

Le rapprochement des changements annuels du total des économies d'impôts non comptabilisées s'établit comme suit :

aux 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	15	18	17
Augmentations brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	13	—	3
Diminutions brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	(5)	(1)	—
Augmentations brutes – positions fiscales de l'exercice à l'étude	—	2	2
Règlement	—	—	(1)
Caducité des délais de prescription	(4)	(4)	(3)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	19	15	18

Sous réserve des résultats des travaux d'audit par les autorités fiscales et d'autres modifications législatives, TransCanada ne prévoit pas, au cours des 12 prochains mois, apporter d'autres ajustements aux économies d'impôts non comptabilisées qui auraient une incidence significative sur ses états financiers.

TransCanada et ses filiales sont assujetties à l'impôt fédéral et provincial au Canada, à l'impôt fédéral, étatique et local aux États-Unis ou à l'impôt sur le bénéfice d'autres territoires à l'étranger. La société a essentiellement réglé toutes les questions fiscales fédérales et provinciales au Canada pour les exercices allant jusqu'à 2010 inclusivement. La quasi totalité des questions d'impôt fédéral, étatique et local d'importance aux États-Unis a été réglée pour les exercices allant jusqu'à 2011 inclusivement.

TransCanada impute à la charge d'impôts les intérêts et les pénalités liés aux incertitudes en matière de fiscalité. La charge d'impôts de l'exercice clos le 31 décembre 2018 comprend un montant de 1 million de dollars au titre du recouvrement des intérêts et de néant au titre des pénalités (néant au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2017 et en 2016). Au 31 décembre 2018, la société avait constaté 3 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (4 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 31 décembre 2017).

17. DETTE À LONG TERME

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2018		2017	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Débentures					
En dollars CA	2019 à 2020	350	11,4 %	500	10,8 %
En dollars US (400 \$ US en 2018 et 2017)	2021	546	9,9 %	501	9,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2019 à 2048	7 504	4,8 %	6 504	4,9 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (17 192 \$ US en 2018; 14 892 \$ US en 2017)	2019 à 2049	23 456	5,1 %	18 644	5,1 %
		31 856		26 149	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Débentures et billets					
En dollars CA	2024	100	9,9 %	100	9,9 %
En dollars US (200 \$ US en 2018 et 2017)	2023	273	7,9 %	250	7,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	504	7,4 %	504	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2018 et 2017)	2026	44	7,5 %	41	7,5 %
		921		895	
COLUMBIA PIPELINE GROUP INC.					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (2 250 \$ US en 2018; 2 750 \$ US en 2017) ²	2020 à 2045	3 070	4,4 %	3 443	4,0 %
TC PIPELINES, LP					
Facilité d'emprunt non garantie					
En dollars US (40 \$ US en 2018; 185 \$ US en 2017)	2021	55	3,8 %	232	2,7 %
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (500 \$ US en 2018; 670 \$ US en 2017) ³	2022	682	3,6 %	839	2,7 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (1 200 \$ US en 2018 et 2017)	2021 à 2027	1 637	4,4 %	1 502	4,4 %
		2 374		2 573	
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (672 \$ US en 2018 et 2017)	2021 à 2026	918	7,2 %	842	7,2 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (35 \$ US en 2018; 55 \$ US en 2017)	2019	48	3,3 %	69	1,1 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (250 \$ US en 2018 et 2017)	2020 à 2035	341	5,6 %	313	5,6 %
		389		382	
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (240 \$ US en 2018; 259 \$ US en 2017)	2021 à 2030	327	7,7 %	324	7,7 %

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2018		2017	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
Facilité d'emprunt non garantie					
En dollars US (19 \$ US en 2018, néant en 2017)	2023	26	3,6 %	—	—
Billets de premier rang non garantis ⁴					
En dollars US (néant en 2018; 30 \$ US en 2017)		—	—	38	6,0 %
		26		38	
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (24 \$ US en 2018; 25 \$ US en 2017)	2020	33	3,5 %	31	1,1 %
NORTH BAJA PIPELINE, LLC					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (50 \$ US en 2018; néant en 2017)	2021	68	3,5 %	—	—
		39 982		34 677	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an		(3 462)		(2 866)	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		(241)		(174)	
Ajustements de la juste valeur ⁵		230		238	
		36 509		31 875	

1 Les taux d'intérêt sont les taux d'intérêt effectifs, exception faite des taux d'intérêt se rapportant aux titres d'emprunt à long terme émis dans le cadre des activités gazières réglementées de la société au Canada, auquel cas le taux d'intérêt moyen pondéré est présenté ainsi que l'approuvent les organismes de réglementation. Le taux d'intérêt effectif est obtenu en actualisant les paiements d'intérêts futurs prévus, lesquels sont ajustés pour tenir compte des commissions sur prêts, des primes et des escomptes. Les taux d'intérêt moyens pondérés et les taux d'intérêt effectifs sont indiqués pour les dates des encours respectifs.

2 Certaines filiales de Columbia ont garanti les remboursements du capital des billets de premier non garantis de Columbia. Chacun des garants des obligations de Columbia est tenu de se conformer aux clauses restrictives en vertu de l'acte régissant la dette. En cas de défaut, les garants seraient obligés de rembourser le capital et les intérêts.

3 La facilité d'emprunt à terme de 500 millions de dollars US a été modifiée en septembre 2017 afin de proroger l'échéance de 2018 à 2022.

4 Ces billets étaient garantis au moyen des contrats de transport conclus avec les expéditeurs, de garanties existantes et nouvelles, de lettres de crédit et de sûretés accessoires.

5 Les ajustements de la juste valeur comprennent un montant de 232 millions de dollars (242 millions de dollars en 2017) afférent à l'acquisition de Columbia. Par ailleurs, les ajustements de la juste valeur tiennent compte d'une diminution de 2 millions de dollars (4 millions de dollars en 2017) ayant trait au risque de taux d'intérêt ayant fait l'objet d'une couverture. Il y a lieu de se reporter à la note 24 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

Remboursements de capital

Au 31 décembre 2018, les remboursements de capital sur la dette à long terme de la société pour les cinq prochains exercices s'établissaient approximativement comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	2019	2020	2021	2022	2023
Remboursements de capital sur la dette à long terme	3 465	2 834	2 098	2 100	1 930

Émission de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme émis par la société au cours des trois exercices clos le 31 décembre 2018 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Octobre 2018	Billets de premier rang non garantis	Mars 2049	1 000 US	5,10 %
	Octobre 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2028	400 US	4,25 % ¹
	Juillet 2018	Billets à moyen terme	Juillet 2048	800	4,18 %
	Juillet 2018	Billets à moyen terme	Mars 2028	200	3,39 % ²
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2028	1 000 US	4,25 %
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2048	1 000 US	4,875 %
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2038	500 US	4,75 %
	Novembre 2017	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2019	550 US	Variable
	Novembre 2017	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2019	700 US	2,125 %
	Septembre 2017	Billets à moyen terme	Mars 2028	300	3,39 %
	Septembre 2017	Billets à moyen terme	Septembre 2047	700	4,33 %
	Juin 2016	Facilité de crédit-relais d'acquisition ³	Juin 2018	5 213 US	Variable
	Juin 2016	Billets à moyen terme	Juillet 2023	300	3,69 % ⁴
	Juin 2016	Billets à moyen terme	Juin 2046	700	4,35 %
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2026	850 US	4,875 %
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2019	400 US	3,125 %
NORTH BAJA PIPELINE, LLC					
	Décembre 2018	Emprunt à terme non garanti	Décembre 2021	50 US	Variable
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
	Avril 2018	Facilité d'emprunt non garantie	Avril 2023	19 US	Variable
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
	Août 2017	Emprunt à terme non garanti	Août 2020	25 US	Variable
	Avril 2016	Emprunt à terme non garanti	Avril 2019	10 US	Variable
TC PIPELINES, LP					
	Mai 2017	Billets de premier rang non garantis	Mai 2027	500 US	3,90 %
TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.					
	Juin 2016	Facilité de crédit-relais d'acquisition ³	Juin 2018	1 700 US	Variable
ANR PIPELINE COMPANY					
	Juin 2016	Billets de premier rang non garantis	Juin 2026	240 US	4,14 %

¹ Reflète le taux d'intérêt nominal sur la réinstitution du programme d'émission de billets de premier rang non garantis pré-existant. Des billets ont été émis à prime, le taux de la nouvelle émission s'établissant à 4,439 %.

- 2 Reflète le taux d'intérêt nominal sur la réinstitution du programme d'émission de billets à moyen terme pré-existant. Des billets ont été émis à prime, le taux de la nouvelle émission s'établissant à 3,41 %.
- 3 Ces facilités ont été mises en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia et portent intérêt au TIOL majoré d'une marge applicable. Le produit de l'émission d'actions ordinaires au quatrième trimestre de 2016 et le produit de la vente de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis a été affecté au remboursement intégral du reliquat des facilités de crédit-relais d'acquisition au deuxième trimestre de 2017.
- 4 Reflète le taux d'intérêt nominal sur la réinstitution du programme d'émission de billets à moyen terme pré-existant. Des billets ont été émis à prime, le taux de la nouvelle émission s'établissant à 2,69 %.

Remboursements de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours des trois exercices clos le 31 décembre 2018 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Août 2018	Billets de premier rang non garantis	850 US	6,50 %
	Mars 2018	Débetures	150	9,45 %
	Janvier 2018	Billets de premier rang non garantis	500 US	1,875 %
	Janvier 2018	Billets de premier rang non garantis	250 US	Variable
	Décembre 2017	Débetures	100	9,80 %
	Novembre 2017	Billets de premier rang non garantis	1 000 US	1,625 %
	Juin 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition ¹	1 513 US	Variable
	Février 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition ¹	500 US	Variable
	Janvier 2017	Billets à moyen terme	300	5,10 %
	Novembre 2016	Facilité de crédit-relais d'acquisition ¹	3 200 US	Variable
	Octobre 2016	Billets à moyen terme	400	4,65 %
	Juin 2016	Billets de premier rang non garantis	84 US	7,69 %
	Juin 2016	Billets de premier rang non garantis	500 US	Variable
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	750 US	0,75 %
TC PIPELINES, LP				
	Décembre 2018	Emprunt à terme non garanti	170 US	Variable
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.				
	Juin 2018	Billets de premier rang non garantis	500 US	2,45 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM				
	Mai 2018	Billets de premier rang garantis	18 US	5,90 %
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP				
	Mars 2018	Billets de premier rang non garantis	9 US	6,73 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY				
	Août 2017	Billets de premier rang garantis	12 US	3,82 %
TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.				
	Juin 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition ¹	630 US	Variable
	Avril 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition ¹	1 070 US	Variable
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Février 2016	Débetures	225	12,20 %

¹ Ces facilités ont été mises en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia et remboursées intégralement au deuxième trimestre de 2017.

Intérêts débiteurs

Les intérêts débiteurs au cours des trois derniers exercices clos le 31 décembre s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Intérêts sur la dette à long terme	1 877	1 794	1 765
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur	391	348	180
Intérêts sur la dette à court terme	73	33	18
Intérêts capitalisés	(124)	(173)	(176)
Amortissement et autres charges financières ¹	48	67	211
	2 265	2 069	1 998

¹ L'amortissement et les autres charges financières comprennent l'amortissement des coûts de transaction et l'actualisation de la dette calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif ainsi que les variations de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux variations des taux d'intérêt. En 2016, ce montant englobe des paiements d'équivalent de dividendes de 109 millions de dollars afférents à des reçus de souscription émis en vue de financer une partie de l'acquisition de Columbia. Il y a lieu de se reporter à la note 20 « Actions ordinaires » pour un complément d'information.

La société a effectué des paiements d'intérêts de 2 156 millions de dollars en 2018 (1 987 millions de dollars en 2017; 1 721 millions de dollars en 2016) sur la dette à long terme, les billets subordonnés de rang inférieur et la dette à court terme, déduction faite des intérêts capitalisés.

18. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date d'échéance	2018		2017	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED²					
Billets d'un montant de 1 000 \$ US émis en 2007, à 6,35 % ³	2067	1 364	5,6 %	1 252	5,0 %
Billets d'un montant de 750 \$ US émis en 2015, à 5,875 % ^{4,5}	2075	1 024	6,5 %	939	5,9 %
Billets d'un montant de 1 200 \$ US émis en 2016, à 6,125 % ^{4,5}	2076	1 637	7,2 %	1 502	6,6 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ US émis en 2017, à 5,55 % ^{4,5}	2077	2 047	6,2 %	1 878	5,6 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ émis en 2017, à 4,90 % ^{4,5}	2077	1 500	5,5 %	1 500	5,1 %
		7 572		7 071	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		(64)		(64)	
		7 508		7 007	

¹ Le taux d'intérêt effectif est obtenu en actualisant les paiements d'intérêts futurs prévus, lesquels sont ajustés pour tenir compte des commissions sur prêts, des primes et des escomptes.

² En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang actuels et futurs, ou autres obligations de TCPL.

³ En mai 2017, le taux fixe de 6,35 % auquel sont assujettis les billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1 milliard de dollars US a été converti en un taux variable qui est ajusté chaque trimestre au TIOL de trois mois majoré de 2,21 %.

⁴ Les billets subordonnés de rang inférieur ont été émis en faveur de TransCanada Trust, filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL. Bien que les obligations de la fiducie soient garanties entièrement et inconditionnellement par TCPL, sur une base subordonnée, les résultats de la fiducie ne sont pas compris dans les états financiers de TransCanada puisque TCPL n'a pas de participation variable dans la fiducie et que les seuls actifs importants de la fiducie sont des billets subordonnés de rang inférieur de TCPL.

⁵ Le taux d'intérêt nominal correspond initialement à un taux fixe pour les dix premières années, pour ensuite être converti en un taux variable.

En mars 2017, TransCanada Trust (la « fiducie ») a émis des billets de fiducie de série 2017-A pour un montant de 1,5 milliard de dollars US à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêts à un taux fixe de 5,30 % pendant les dix premières années, puis à taux variable par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,5 milliard de dollars US, assortis d'un taux fixe initial de 5,55 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter de mars 2027 jusqu'en mars 2047 au TIOL de trois mois majoré de 3,458 % par année; il sera ajusté à compter de mars 2047 jusqu'en mars 2077 au TIOL de trois mois majoré de 4,208 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à partir du 15 mars 2027, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

En mai 2017, la fiducie a émis des billets de fiducie de série 2017-B pour un montant de 1,5 milliard de dollars à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêts à un taux fixe de 4,65 % pendant les dix premières années, puis à taux variable par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,5 milliard de dollars, assortis d'un taux fixe initial de 4,90 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter de mai 2027 jusqu'en mai 2047 au TIOL de trois mois majoré de 3,33 % par année et il sera ajusté à compter de mai 2047 jusqu'en mai 2077 au TIOL de trois mois majoré de 4,08 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à partir du 18 mai 2027, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

En août 2016, la fiducie a émis des billets de fiducie de série 2016-A pour un montant de 1,2 milliard de dollars US à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêts à un taux fixe de 5,875 % pendant les dix premières années, puis à taux variable par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,2 milliard de dollars US, assortis d'un taux fixe initial de 6,125 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter d'août 2026 jusqu'en août 2046 au TIOL de trois mois majoré de 4,89 % par année et il sera ajusté à compter d'août 2046 jusqu'en août 2076 au TIOL de trois mois majoré de 5,64 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à partir du 15 août 2026, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

Aux termes des billets de fiducie et des ententes connexes, dans certaines circonstances 1) TCPL peut émettre des actions privilégiées dans un cas de report aux porteurs des billets de fiducie au lieu de payer des intérêts, et 2) il serait interdit à TransCanada et à TCPL de déclarer ou de payer des dividendes ou de racheter leurs actions privilégiées en circulation (ou, s'il n'y a aucune action privilégiée en circulation, leurs actions ordinaires respectives) jusqu'à ce que toutes les actions privilégiées dans un cas de report aient été rachetées par TCPL. Les billets de fiducie peuvent aussi être échangés automatiquement pour des actions privilégiées de TCPL s'il se produit certains cas de faillites et d'insolvabilité. Toutes ces actions privilégiées auraient égalité de rang avec toutes les autres actions privilégiées de premier rang en circulation de TCPL.

19. PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Les participations sans contrôle de la société présentées dans le bilan consolidé s'établissent comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	1 655	1 852

Le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux participations sans contrôle de la société présenté dans l'état consolidé des résultats s'établit comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	(185)	220	215
Participation sans contrôle dans Portland Natural Gas Transmission System ¹	—	9	20
Participation sans contrôle dans Columbia Pipeline Partners LP ²	—	9	17
	(185)	238	252

1 Participation sans contrôle pour la période allant du 1^{er} janvier au 31 mai 2017, alors que TransCanada a vendu sa participation résiduelle dans Portland à TC PipeLines, LP. Il y a lieu de se reporter à la note 26 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

2 Participation sans contrôle jusqu'au 17 février 2017, date à laquelle toutes les parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP détenues dans le public ont été acquises.

TC Pipelines, LP

En 2018, la participation sans contrôle dans TC Pipelines, LP a été portée de 74,3 % à 74,5 % à la suite de l'émission périodique de parts ordinaires dans TC Pipelines, LP en faveur de tiers en vertu du programme d'émission au cours du marché. En 2017, la participation sans contrôle dans TC Pipelines, LP variait de 73,2 % à 74,3 % et en 2016, elle variait de 72,0 % à 73,2 %.

Portland Natural Gas Transmission System

Le 1^{er} juin 2017, TransCanada a vendu sa participation résiduelle de 11,81 % qu'elle détenait directement dans Portland en faveur de TC PipeLines, LP. Par conséquent, la participation sans contrôle dans Portland était de néant aux 31 décembre 2017 et 2018. Le 1^{er} janvier 2016, TransCanada a vendu sa participation de 49,9 % dans Portland à TC PipeLines, LP. Il y a lieu de se reporter à la note 26 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

Columbia Pipeline Partners LP

Le 1^{er} juillet 2016, TransCanada a acquis Columbia, qui comprenait une participation sans contrôle de 53,5 % dans Columbia Pipeline Partners LLP (« CPPL »). Le 17 février 2017, TransCanada a acquis toutes les parts ordinaires en circulation de CPPL détenues dans le public pour un prix de 17,00 \$ US la part ordinaire et un paiement de distribution pour la période tampon de 0,10 \$ US la part ordinaire, pour une transaction d'une valeur globale de 921 millions de dollars US. Comme il s'agit d'une transaction entre entités sous contrôle commun, elle a été prise en compte dans les capitaux propres.

Au 31 décembre 2016, le montant intégral de 1 073 millions de dollars (799 millions de dollars US) relatif à la participation sans contrôle de TransCanada dans CPPL a été constaté au titre des parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat au bilan consolidé. La société a classé cette participation sans contrôle hors des capitaux propres étant donné que les droits de rachat potentiels s'y rattachant n'étaient pas de son ressort.

Parts ordinaires de TC Pipelines, LP pouvant faire l'objet d'une résolution

Par suite de la production tardive d'un formulaire 8-K relatif au personnel auprès de la SEC, en mars 2016, TC Pipelines, LP a perdu son droit d'utiliser la déclaration d'enregistrement qui était alors en vigueur au moment du dépôt de son rapport annuel de 2015. Par conséquent, il a été établi que les acquéreurs des 1,6 million de parts ordinaires qui avaient été émises entre le 8 mars 2016 et le 19 mai 2016 aux termes du programme d'émission au cours du marché de TC Pipelines, LP pourraient avoir un droit de résolution d'un montant égal au prix d'achat payé pour les parts, plus les intérêts prévus par la loi et moins toute distribution versée, au moment de la remise des parts à TC Pipelines, LP dans l'année suivant l'achat.

Ainsi, au 31 décembre 2016, un montant de 106 millions de dollars (82 millions de dollars US) relatif aux parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat était inscrit au bilan consolidé. La société a classé ces 1,6 million de parts ordinaires hors des capitaux propres étant donné que les droits de résolution potentiels s'y rattachant n'étaient pas de son ressort. Au 31 décembre 2017, tous les droits de résolution classés antérieurement hors des capitaux propres étaient devenus caducs et avaient été reclassés dans les capitaux propres. Ces droits expirent un an après la date d'achat de chaque part et aucun porteur de parts n'a revendiqué l'un ou l'autre de ces droits de résolution ni tenté de l'exercer avant la date d'expiration.

20. ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars canadiens)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2016	702 614	12 102
Actions émises aux termes d'appels publics à l'épargne ¹	156 825	7 752
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	2 942	177
Exercice d'options	1 683	74
Rachat d'actions	(305)	(6)
En circulation au 31 décembre 2016	863 759	20 099
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	12 824	790
Programme d'émission d'actions au cours du marché ¹	3 462	216
Exercice d'options	1 331	62
En circulation au 31 décembre 2017	881 376	21 167
Programme d'émission d'actions au cours du marché ¹	20 050	1 118
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	15 937	855
Exercice d'options	734	34
En circulation au 31 décembre 2018	918 097	23 174

¹ Déduction faite des frais d'émission et des impôts reportés.

Actions ordinaires émises et en circulation

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions

Le 1^{er} juillet 2016, la société a réinstauré l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé en vertu de son régime de réinvestissement des dividendes (« RRD ») et de son régime d'achat d'actions. Aux termes de ces régimes, les détenteurs admissibles d'actions ordinaires et privilégiées de TransCanada peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires de TransCanada. Aux termes du RRD, des actions ordinaires ont été émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte de 2 %.

Programme d'émission d'actions au cours du marché de TransCanada Corporation

En juin 2017, la société a mis sur pied un programme d'émission d'actions au cours du marché (« programme ACM ») qui lui permet d'émettre, à l'occasion, des actions ordinaires sur le capital-actions autorisé au cours du marché au moment de la vente par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto ou de la Bourse de New York ou de tout autre marché boursier sur lequel les actions ordinaires de TransCanada sont négociées au Canada ou aux États-Unis. Le programme ACM, en vigueur pour une période de 25 mois, est utilisé au besoin pour gérer la structure du capital de la société au fil du temps. Dans le cadre du programme initial, la société pouvait émettre jusqu'à 1,0 milliard de dollars ou l'équivalent en dollars américains d'actions ordinaires.

En 2017, 3,5 millions d'actions ordinaires avaient été émises en vertu du programme ACM au prix moyen de 63,03 \$ l'action pour un produit de 216 millions de dollars, déduction faite des commissions et frais connexes de quelque 2 millions de dollars.

En juin 2018, la société a majoré la capacité de son programme ACM existant. Cela permet d'émettre, sur le capital autorisé, des actions ordinaires additionnelles d'un prix de vente brut global pouvant atteindre 1,0 milliard de dollars, ce qui porte le total révisé à 2,0 milliards de dollars ou l'équivalent en dollars américains. Le programme ACM modifié est en vigueur jusqu'au 23 juillet 2019.

En 2018, 20 millions d'actions ordinaires ont été émises en vertu du programme ACM au prix moyen de 56,13 \$ l'action pour un produit de 1,1 milliard de dollars, déduction faite des commissions et des frais connexes de quelque 10 millions de dollars.

Appel public à l'épargne portant sur les actions ordinaires et reçus de souscription

En avril 2016, la société a émis 96,6 millions de reçus de souscription pour financer une partie de l'acquisition de Columbia au prix de 45,75 \$ le reçu, pour un produit brut d'environ 4,4 milliards de dollars. Les porteurs de reçus de souscription ont reçu une action ordinaire en échange de chaque reçu de souscription le 1^{er} juillet 2016 à la clôture de l'acquisition. Les porteurs inscrits à la fermeture des bureaux le 15 avril 2016 et le 30 juin 2016 ont obtenu, pour chaque reçu de souscription, un versement en trésorerie équivalent aux dividendes déclarés relativement à chaque action ordinaire. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, des paiements d'équivalent de dividendes de l'ordre de 109 millions de dollars sur ces reçus de souscription avaient été comptabilisés à titre d'intérêts débiteurs.

En novembre 2016, la société a émis 60,2 millions d'actions ordinaires au prix de 58,50 \$ l'action, pour un produit brut d'environ 3,5 milliards de dollars. Le produit de ce placement a été affecté au remboursement d'une partie du crédit-relais d'acquisition de 6,9 milliards de dollars US qui a servi à financer partiellement l'acquisition de Columbia.

Rachat d'actions ordinaires

En novembre 2015, la société a reçu l'approbation de la Bourse de Toronto à l'égard de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités lui permettant de procéder au rachat, aux fins d'annulation, d'au plus 21 millions d'actions ordinaires, nombre qui représente 3 % du total des actions alors émises et en circulation. Dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, qui a pris fin en novembre 2016, la société a racheté ces actions ordinaires par l'intermédiaire de la TSX et d'autres bourses et marchés publiés désignés au Canada, ou encore par le truchement d'achats par blocs de titres hors bourse de gré à gré.

En janvier 2016, la société a racheté 305 407 de ses actions ordinaires au prix moyen de 44,90 \$ pour un total de 14 millions de dollars. Le coût moyen pondéré de ces actions s'est chiffré à 6 millions de dollars et l'écart de 8 millions de dollars entre le prix total payé et le coût moyen pondéré a été imputé au surplus d'apport.

Bénéfice net par action de base et dilué

Le bénéfice net par action ordinaire est calculé en divisant le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Le nombre moyen pondéré d'actions supérieur utilisé pour le calcul du bénéfice dilué par action s'explique par les options pouvant être exercées aux termes du régime d'options sur actions de TransCanada et par les actions pouvant être émises en vertu du RRD.

Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	2018	2017	2016
De base	902	872	759
Dilué	903	874	760

Options sur actions

	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré	Durée contractuelle moyenne pondérée à courir (en années)
En cours au 1 ^{er} janvier 2018	11 026	51,38 \$	
Attribution	2 250	56,89 \$	
Exercice	(734)	42,65 \$	
Extinction/expiration	(138)	57,23 \$	
En cours au 31 décembre 2018	12 404	52,83 \$	3,6
Options pouvant être exercées au 31 décembre 2018	8 189	50,72 \$	2,6

Au 31 décembre 2018, 9 790 373 actions ordinaires additionnelles étaient réservées pour émission future sur le capital autorisé conformément au régime d'options sur actions de TransCanada. La durée contractuelle des options attribuées est de sept ans. Les options peuvent être exercées au prix fixé au moment de leur attribution, et les droits s'y rattachant deviennent acquis à chacune des trois dates d'anniversaire de l'attribution subséquentes. Les options sur actions peuvent être frappées d'extinction en raison de leur expiration et, si leurs droits ne sont pas devenus acquis antérieurement, de la démission ou de la cessation d'emploi du porteur.

La société utilise un modèle binomial pour déterminer la juste valeur des options attribuées en se fondant sur les hypothèses moyennes pondérées suivantes :

exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Juste valeur moyenne pondérée	5,80 \$	7,22 \$	5,67 \$
Durée prévue (en années) ¹	5,7	5,7	5,8
Taux d'intérêt	2,1 %	1,2 %	0,7 %
Volatilité ²	16 %	18 %	21 %
Rendement de l'action	4,2 %	3,6 %	4,9 %
Taux d'extinction ³	—	—	5 %

1 La durée prévue est fonction des options qui ont été exercées par le passé.

2 La volatilité est déterminée en fonction de la moyenne de la volatilité historique et de la volatilité implicite des actions ordinaires de la société.

3 Le 1^{er} janvier 2017, TransCanada a décidé d'exercer le choix de comptabiliser les extinctions à mesure qu'elles surviennent conformément aux nouvelles directives afférentes aux PCGR.

Le montant passé en charges au titre des options sur actions, avec augmentation correspondante au surplus d'apport, a été de 13 millions de dollars en 2018 (12 millions de dollars en 2017; 15 millions de dollars en 2016). Au 31 décembre 2018, les coûts de rémunération non comptabilisés au titre des options sur actions pour lesquels les droits ne sont pas acquis se sont élevés à 16 millions de dollars. Les coûts sont censés être entièrement comptabilisés sur une période de trois ans.

Le tableau qui suit résume les renseignements supplémentaires au sujet des options sur actions :

exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)			
Total de la valeur intrinsèque des options exercées	10	28	31
Juste valeur des actions aux droits acquis	101	140	126
Total des actions aux droits acquis	2,1 millions	2,3 millions	2,1 millions

Au 31 décembre 2018, la valeur intrinsèque globale du total des options pouvant être exercées était de 8 millions de dollars et la valeur intrinsèque totale des options en cours était de 9 millions de dollars.

Régime de droits à l'intention des actionnaires

Le régime de droits à l'intention des actionnaires de TransCanada est conçu de manière à accorder au conseil d'administration le temps nécessaire pour explorer et élaborer d'autres propositions visant à maximiser la valeur actionnariale si la société est visée par une offre publique d'achat et à favoriser le traitement équitable des actionnaires, le cas échéant. Chaque action ordinaire est assortie d'un droit qui, dans certaines circonstances, permet à certains actionnaires d'acquérir une action ordinaire additionnelle de la société pour la moitié du cours alors en vigueur d'une action ordinaire.

21. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

aux 31 décembre	Nombre d'actions en circulation (en milliers)	Rendement actuel	Dividende annuel par action	Prix de rachat par action	Date de rachat et d'option de conversion	Droit de convertir en ^{1,2}	2018	2017	2016
							(en millions de dollars canadiens) ³		
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif									
Série 1	9 498	3,266 %	0,8165 \$	25,00 \$	31 décembre 2019	Série 2	233	233	233
Série 2	12 502	Variable ⁴	Variable	25,00 \$	31 décembre 2019	Série 1	306	306	306
Série 3	8 533	2,152 %	0,538 \$	25,00 \$	30 juin 2020	Série 4	209	209	209
Série 4	5 467	Variable ⁴	Variable	25,00 \$	30 juin 2020	Série 3	134	134	134
Série 5	12 714	2,263 %	0,56575 \$	25,00 \$	30 janvier 2021	Série 6	310	310	310
Série 6	1 286	Variable ⁴	Variable	25,00 \$	30 janvier 2021	Série 5	32	32	32
Série 7	24 000	4,00 %	1,00 \$	25,00 \$	30 avril 2019	Série 8	589	589	589
Série 9	18 000	4,25 %	1,0625 \$	25,00 \$	30 octobre 2019	Série 10	442	442	442
Série 11	10 000	3,80 %	0,95 \$	25,00 \$	30 novembre 2020	Série 12	244	244	244
Série 13	20 000	5,50 %	1,375 \$	25,00 \$	31 mai 2021	Série 14	493	493	493
Série 15	40 000	4,90 %	1,225 \$	25,00 \$	31 mai 2022	Série 16	988	988	988
Valeur comptable							3 980	3 980	3 980

- 1 Les porteurs d'actions de chaque série paire d'actions privilégiées en circulation auront droit à des dividendes par action préférentiels trimestriels cumulatifs à taux variable en fonction d'un taux annualisé égal au taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours (le « taux des bons du Trésor ») majoré de 1,92 % (série 2), 1,28 % (série 4), 1,54 % (série 6), 2,38 % (série 8), 2,35 % (série 10), 2,96 % (série 12), 4,69 % (série 14) et 3,85 % (série 16). Ces taux sont ajustés chaque trimestre selon le taux alors en vigueur des bons du Trésor.
- 2 Les porteurs d'actions de séries impaires d'actions privilégiées en circulation auront droit à des dividendes préférentiels fixes cumulatifs trimestriels dont le taux sera révisé à la date de rachat et d'option de conversion et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite, à un taux annualisé égal au taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans majoré de 1,92 % (série 1), 1,28 % (série 3), 1,54 % (série 5), 2,38 % (série 7), 2,35 % (série 9), 2,96 % (série 11), 4,69 % sous réserve d'un taux minimum de 5,50 % (série 13) et 3,85 % sous réserve d'un taux minimum de 4,90 % (série 15).
- 3 Déduction faite des commissions de placement et des impôts reportés.
- 4 Le taux variable des dividendes trimestriels est de 3,633 % pour les actions privilégiées de série 2 et de 2,993 % pour les actions privilégiées de série 4 pour la période allant du 31 décembre 2018 au 29 mars 2019, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 3,086 % pour les actions privilégiées de série 6 pour la période allant du 30 octobre 2018 au 30 janvier 2019, exclusivement. Ces taux seront ajustés chaque trimestre.

En février 2016, les porteurs de 1 285 739 actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 5 ont exercé leur option de conversion en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 6.

En avril 2016, la société a réalisé un appel public à l'épargne portant sur 20 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif et à taux minimal ajusté de série 13 au prix de 25 \$ l'action, ce qui a donné lieu à un produit brut de 500 millions de dollars.

En novembre 2016, la société a réalisé un appel public à l'épargne portant sur 40 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif et à taux minimal ajusté de série 15 au prix de 25 \$ l'action, ce qui a donné lieu à un produit brut de 1,0 milliard de dollars.

Les porteurs d'actions privilégiées ont droit à un dividende préférentiel trimestriel fixe cumulatif, lorsqu'il sera déclaré par le conseil, exception faite des actions privilégiées de série 2, de série 4 et de série 6. Les porteurs des actions privilégiées de série 2, de série 4 et de série 6 ont droit à des dividendes préférentiels trimestriels cumulatifs à taux variable, lorsqu'ils seront déclarés par le conseil. Sous réserve de certaines conditions, le porteur aura le droit de convertir ses actions privilégiées de premier rang d'une série donnée en actions privilégiées de premier rang d'une autre série donnée à la date d'option de conversion et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite.

TransCanada peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées en circulation au prix de rachat par action, plus tous les dividendes courus et impayés à la date d'option de rachat applicable et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite. En outre, les actions privilégiées de série 2, de série 4 et de série 6 sont rachetables par TransCanada en tout temps autre qu'à une date désignée à 25,50 \$ l'action plus tous les dividendes courus et impayés à la date de rachat.

22. AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU ET CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les autres éléments du résultat étendu, y compris les participations sans contrôle et les incidences fiscales connexes, s'établissent comme suit :

exercice clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	1 323	35	1 358
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(57)	15	(42)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(14)	4	(10)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	27	(6)	21
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(153)	39	(114)
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	20	(5)	15
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	113	(27)	86
Autres éléments du résultat étendu	1 259	55	1 314

exercice clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(746)	(3)	(749)
Reclassement de gains de conversion à la cession d'établissements étrangers	(77)	—	(77)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	3	—	3
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(3)	1	(2)
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(14)	3	(11)
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	21	(5)	16
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(141)	35	(106)
Autres éléments du résultat étendu	(957)	31	(926)

exercice clos le 31 décembre 2016 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	3	—	3
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(14)	4	(10)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	44	(14)	30
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	71	(29)	42
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(38)	12	(26)
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	22	(6)	16
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(117)	30	(87)
Autres éléments du résultat étendu	(29)	(3)	(32)

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composante, s'établissent comme suit :

	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total ¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2016	(383)	(97)	(198)	(261)	(939)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	7	27	(26)	(101)	(93)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	42	16	14	72
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	7	69	(10)	(87)	(21)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2016	(376)	(28)	(208)	(348)	(960)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ^{2,3}	(590)	(1)	(11)	(117)	(719)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	(77)	(2)	16	11	(52)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(667)	(3)	5	(106)	(771)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2017	(1 043)	(31)	(203)	(454)	(1 731)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	1 150	(9)	(114)	72	1 099
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ^{4,5}	—	16	15	12	43
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	1 150	7	(99)	84	1 142
Reclassement dans les bénéfices non répartis du cumul des autres éléments du résultat étendu découlant de la réforme fiscale aux États-Unis	—	1	(12)	(6)	(17)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2018	107	(23)	(314)	(376)	(606)

1 Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.

2 Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion et des couvertures de flux de trésorerie sont présentés déduction faite de gains liés à une participation sans contrôle de 166 millions de dollars (pertes de 159 millions de dollars en 2017; pertes de 14 millions de dollars en 2016) et de pertes de 1 million de dollars (gains de 4 millions de dollars en 2017; gains de 3 millions de dollars en 2016) respectivement en 2018.

3 Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite comprennent une réduction de 27 millions de dollars au titre des règlements et des compressions.

4 Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 15 millions de dollars (11 millions de dollars après les impôts) au 31 décembre 2018. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

5 Les montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu relatifs aux couvertures de flux de trésorerie et aux couvertures de l'investissement net sont présentés déduction faite de gains liés à une participation sans contrôle de 5 millions de dollars et de 2 millions de dollars, respectivement.

Les reclassements hors des autres éléments du résultat étendu inscrits à l'état consolidé des résultats se détaillent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ¹			Poste visé à l'état consolidé des résultats
	2018	2017	2016	
Couvertures de flux de trésorerie				
Produits de base	(4)	20	(57)	Produits (Énergie)
Intérêts	(18)	(17)	(14)	Intérêts débiteurs
	(22)	3	(71)	Total avant les impôts
	6	(1)	29	Charge d'impôts
	(16)	2	(42)	Déduction faite des impôts ^{1,3}
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite				
Amortissement des gains et pertes actuariels	(16)	(15)	(22)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
Charge au titre du règlement	(4)	(2)	—	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
	(20)	(17)	(22)	Total avant les impôts
	5	5	6	Charge d'impôts
	(15)	(12)	(16)	Déduction faite des impôts ¹
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation				
Bénéfice tiré des participations	(16)	(15)	(19)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	4	4	5	Charge d'impôts
	(12)	(11)	(14)	Déduction faite des impôts ^{1,3}
Écarts de conversion				
Réalisation de gains de conversion à la cession d'établissements étrangers	—	77	—	Gain (perte) sur la vente d'actifs destinés à la vente ou vendus
	—	—	—	Charge d'impôts
	—	77	—	Déduction faite des impôts ¹

1 Les montants entre parenthèses indiquent des charges constatées dans l'état consolidé des résultats.

2 Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des avantages. Il y a lieu de se reporter à la note 23 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

3 Les montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu relatifs aux couvertures de flux de trésorerie et aux couvertures de l'investissement net sont présentés déduction faite de gains liés à une participation sans contrôle de 5 millions de dollars (néant en 2017 et en 2016) et de 2 millions de dollars (néant en 2017 et en 2016), respectivement.

23. AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

La société offre des régimes PD à ses employés. Les prestations de retraite payées aux termes des régimes PD prévoient le versement de prestations fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen le plus élevé sur trois années de service consécutives. À partir du départ à la retraite, les prestations de retraite payées aux termes du régime PD canadien sont majorées chaque année d'une fraction de la hausse de l'indice des prix à la consommation. Les gains ou pertes actuariels nets sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés, durée qui est d'environ neuf ans au 31 décembre 2018 (neuf ans en 2017 et en 2016).

Le 31 décembre 2017, le régime PD de Columbia a été fusionné avec le régime PD de TransCanada aux États-Unis. Les participants cumulant des prestations en vertu du régime PD de Columbia au 31 décembre 2017 avaient le choix de recevoir encore des prestations en vertu du régime PD de Columbia ou de participer au régime CD américain existant. Par ailleurs, le 1^{er} janvier 2018, le régime d'avantages postérieurs au départ à la retraite de Columbia a été fusionné avec le régime d'avantages postérieurs au départ à la retraite américain de TransCanada.

La société offre également à ses employés un régime d'épargne au Canada, des régimes CD comportant des régimes 401(k) aux États-Unis et des avantages postérieurs au départ à la retraite autres que des prestations de retraite, soit des prestations de cessation d'emploi ainsi que des prestations en matière d'assurance-vie et de soins médicaux en sus de celles des régimes publics. Les gains ou pertes actuariels nets des régimes sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activités des employés, durée qui était d'environ 12 ans au 31 décembre 2018 (12 ans en 2017 et 2016). En 2018, la société a passé en charges un montant de 59 millions de dollars (42 millions de dollars en 2017; 52 millions de dollars en 2016) relativement au régime d'épargne et aux régimes CD.

Depuis le 1^{er} avril 2017, la société n'offre plus son régime PD américain aux nouveaux participants non syndiqués. À compter du 1^{er} avril 2017, tous les nouveaux employés non syndiqués participent au régime CD existant. Les employés américains non syndiqués qui participaient au régime CD se sont vus offrir pour une dernière fois la possibilité de participer au régime PD américain en date du 1^{er} janvier 2018.

Les versements en trésorerie au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite, soit les montants en trésorerie versés par la société, s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Régimes PD	103	163	111
Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	23	7	8
Régimes d'épargne et CD	59	42	52
	185	212	171

Les lois canadiennes sur les régimes de retraite en vigueur permettent la capitalisation partielle pour satisfaire aux exigences liées à la solvabilité sur un certain nombre d'années par le truchement de lettres de crédit en remplacement des cotisations en espèces, jusqu'à certains seuils. Ainsi, en plus des cotisations en espèces susmentionnées, en 2018, la société a fourni une lettre de crédit de 17 millions de dollars pour le régime PD canadien (27 millions de dollars en 2017; 20 millions de dollars en 2016), pour un total de 277 millions de dollars fournis pour le régime PD canadien aux termes de lettres de crédit au 31 décembre 2018.

L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1^{er} janvier 2018, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2019.

En décembre 2018, la société a comptabilisé un règlement survenu à la suite des sommes forfaitaires qui ont été versées en 2018 à certains participants non syndiqués, ayant perdu leur emploi, au régime PD américain de la société, en lien avec des options de règlement en espèces à la suite du départ volontaire de ces participants. Le règlement a été établi à l'aide d'hypothèses cohérentes avec celles formulées au 31 décembre 2017. En raison du règlement, les pertes actuarielles non réalisées associées au régime PD américain de la société ont diminué de 4 millions de dollars, montant qui a été porté dans les autres éléments du résultat étendu. Une charge au titre du règlement de 4 millions de dollars a été comptabilisée dans le coût net des avantages en 2018. Le régime a été modifié avec prise d'effet le 1^{er} décembre 2018 pour y inclure cette option afférente au versement d'une somme forfaitaire illimitée à certains employés syndiqués qui n'y étaient pas admissibles auparavant.

En 2017, compte tenu des règlements et compressions survenus suivant la réalisation de la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis, le régime PD et les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de TransCanada aux États-Unis ont fait l'objet d'une réévaluation provisoire à l'aide d'un taux d'actualisation moyen pondéré de 4,10 %. Toutes les autres hypothèses sont conformes à celles utilisées au 31 décembre 2016. Ces réévaluations ont eu pour effet de réduire de 3 millions de dollars les pertes actuarielles non réalisées du régime PD américain, ce montant étant porté dans les autres éléments du résultat étendu, et une charge de règlement de 2 millions de dollars a été prise en compte dans le coût net des prestations en 2017. Ces réévaluations n'ont eu aucune incidence sur les pertes actuarielles non réalisées de l'autre régime d'avantages postérieurs au départ à la retraite.

Toujours en 2017, les sommes forfaitaires sont supérieures au coût des services rendus et au coût financier du régime PD de Columbia. Par conséquent, le régime PD de Columbia a fait l'objet d'une réévaluation provisoire au 30 septembre 2017, à l'aide d'un taux d'actualisation de 3,70 %. La réévaluation provisoire du régime PD de Columbia a accru les gains actuariels non réalisés de la société de 16 millions de dollars, dont un montant de 14 millions de dollars a été inscrit dans les actifs réglementaires et un montant de 2 millions de dollars a été inclus dans les autres éléments du résultat étendu. Toutes les autres hypothèses sont conformes à celles utilisées au 31 décembre 2016.

La situation de capitalisation de la société aux 31 décembre s'établit comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2018	2017	2018	2017
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	3 646	3 456	375	372
Coût des services rendus	121	113	4	4
Coût financier	134	135	14	14
Cotisations des employés	5	5	—	3
Prestations versées	(177)	(166)	(23)	(19)
(Gain actuariel) perte actuarielle	(92)	253	43	19
Compression	—	(14)	—	(2)
Règlement	(71)	(66)	—	—
Variations du taux de change	87	(70)	17	(16)
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	3 653	3 646	430	375
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	3 451	3 208	365	354
Rendement réel des actifs des régimes	(73)	358	(15)	45
Cotisations de l'employeur ²	103	163	23	7
Cotisations des employés	5	5	—	3
Prestations versées	(176)	(166)	(27)	(19)
Règlement	(71)	(57)	—	—
Variations du taux de change	82	(60)	30	(25)
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	3 321	3 451	376	365
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(332)	(195)	(54)	(10)

1 L'obligation au titre des prestations pour les régimes à prestations déterminées de la société représente l'obligation au titre des prestations projetées. L'obligation au titre des prestations pour les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société représente l'obligation au titre des prestations constituées pour les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite.

2 À l'exclusion de lettres de crédit de 17 millions de dollars fournies pour le régime PD canadien à des fins de capitalisation (27 millions de dollars en 2017).

Les montants constatés au bilan de la société au titre des régimes PD et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2018	2017	2018	2017
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)	—	—	192	193
Créditeurs et autres	(1)	(1)	(8)	(8)
Autres passifs à long terme (note 15)	(331)	(194)	(238)	(195)
	(332)	(195)	(54)	(10)

Les montants présentés ci-dessous relativement aux régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés sont inclus dans l'obligation au titre des prestations et dans les actifs des régimes à la juste valeur susmentionnées.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2018	2017	2018	2017
Obligation au titre des prestations projetées ¹	(3 653)	(3 646)	(246)	(203)
Actifs des régimes à la juste valeur	3 321	3 451	—	—
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(332)	(195)	(246)	(203)

¹ L'obligation au titre des prestations projetées pour les régimes de retraite diffère de l'obligation au titre des prestations constituées puisqu'elle comprend une hypothèse au sujet de la rémunération future.

La situation de capitalisation en fonction de l'obligation au titre des prestations constituées pour l'ensemble des régimes PD s'établit comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Obligation au titre des prestations constituées	(3 347)	(3 372)
Actifs des régimes à la juste valeur	3 321	3 451
Situation de capitalisation	(26)	79

L'obligation au titre des prestations constituées et les actifs des régimes à la juste valeur susmentionnés comprennent les montants suivants qui sont liés à des régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Obligation au titre des prestations constituées	(3 347)	(944)
Actifs des régimes à la juste valeur	3 321	925
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(26)	(19)

La ventilation moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite de la société et la ventilation ciblée par catégorie d'actifs s'établissent comme suit :

aux 31 décembre	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée
	2018	2017	2018
Titres d'emprunt	33 %	30 %	25 % à 45 %
Titres de participation	56 %	64 %	40 % à 70 %
Autres actifs	11 %	6 %	5 % à 15 %
	100 %	100 %	

Les titres d'emprunt et les titres de participation comprennent la dette et les actions ordinaires de la société, comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017	Pourcentage des actifs des régimes	
			2018	2017
Titres d'emprunt	8	7	0,3 %	0,2 %
Titres de participation	7	3	0,2 %	0,1 %

Les actifs des régimes de retraite sont gérés selon la méthode de la continuité de l'exploitation sous réserve des restrictions d'ordre législatif et sont diversifiés parmi les catégories d'actifs pour maximiser le rendement en fonction d'un niveau de risque acceptable. Les stratégies de composition des actifs tiennent compte des variables démographiques et peuvent inclure des titres de participation traditionnels et des titres d'emprunt ainsi que d'autres actifs tels que des infrastructures, des actions de sociétés fermées, des biens immobiliers et des instruments dérivés afin de diversifier le risque. Les instruments dérivés ne sont pas utilisés à des fins spéculatives et les instruments dérivés avec effet de levier sont interdits.

Tous les placements sont évalués à leur juste valeur au moyen des prix du marché. Lorsqu'il n'est pas possible de déterminer facilement la juste valeur par voie de référence aux prix généralement offerts, la juste valeur est déterminée au moyen de l'analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie ajustée en fonction du risque et par comparaison à des actifs semblables cotés en bourse. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 1 est déterminée en fonction des prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs identiques auxquels la société avait accès à la date d'évaluation. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 2 est déterminée au moyen de techniques d'évaluation, notamment des modèles d'établissement du prix des options et l'extrapolation de données importantes, qui peuvent être observées, directement ou indirectement. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 3 est déterminée selon l'approche marché en fonction de données qui ne sont pas observables mais sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur en général.

Le tableau qui suit présente les actifs des régimes PD et d'avantages postérieurs au départ à la retraite évalués à la juste valeur qui ont été répartis dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie des justes valeurs. Il y a lieu de se reporter à la note 24 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur la hiérarchie des justes valeurs.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)		Autres données importantes observables (niveau 2)		Données importantes non observables (niveau 3)		Total		Pourcentage du portefeuille total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Catégorie d'actifs										
Trésorerie et équivalents de trésorerie	48	44	—	17	—	—	48	61	1	2
Titres de participation :										
Canada	355	410	138	151	—	—	493	561	13	15
États-Unis	460	543	116	354	—	—	576	897	16	24
International	40	45	281	322	—	—	321	367	9	10
Mondial	116	—	268	301	—	—	384	301	10	8
Marchés émergents	8	8	138	147	—	—	146	155	4	4
Titres à revenu fixe :										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	—	—	186	193	—	—	186	193	5	5
Provincial	—	—	198	194	—	—	198	194	5	5
Municipal	—	—	8	8	—	—	8	8	1	—
Entreprises	—	—	112	122	—	—	112	122	3	3
Obligations des États-Unis :										
Fédéral	350	—	—	244	—	—	350	244	9	6
État	—	—	—	41	—	—	—	41	—	1
Municipal	—	—	—	4	—	—	—	4	—	—
Entreprises	145	—	51	234	—	—	196	234	5	6
International :										
Gouvernements	6	—	4	4	—	—	10	4	1	—
Entreprises	19	—	18	5	—	—	37	5	1	—
Titres adossés à des créances immobilières	128	—	—	73	—	—	128	73	3	2
Autres placements :										
Immobilier	—	—	—	—	196	140	196	140	5	4
Infrastructure	—	—	—	—	163	70	163	70	4	2
Fonds de capital- investissement	—	—	—	—	3	6	3	6	1	—
Dépôts	142	136	—	—	—	—	142	136	4	3
	1 817	1 186	1 518	2 414	362	216	3 697	3 816	100	100

Le tableau qui suit présente la variation nette dans la catégorie de juste valeur de niveau 3 :

(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	
Solde au 31 décembre 2016	199
Achats et ventes	11
Gains réalisés et non réalisés	6
Solde au 31 décembre 2017	216
Achats et ventes	127
Gains réalisés et non réalisés	19
Solde au 31 décembre 2018	362

En 2019, la société prévoit que ses cotisations au titre de la capitalisation des régimes PD totaliseront environ 113 millions de dollars, alors que ses cotisations aux régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite ainsi qu'au régime d'épargne et aux régimes CD seront d'environ respectivement 7 millions de dollars et 61 millions de dollars. La société prévoit fournir une autre lettre de crédit d'un montant estimatif supplémentaire de 17 millions de dollars pour le régime PD canadien afin de satisfaire aux exigences liées à la solvabilité.

Le tableau ci-après présente les prestations de retraite futures estimatives, qui reflètent les années de service futures prévues :

(en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite
2019	190	24
2020	193	23
2021	198	23
2022	203	23
2023	207	23
2024 à 2028	1 081	114

Le taux d'actualisation des obligations au titre des régimes de retraite et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite est fondé sur la courbe de rendement des obligations d'entreprise jouissant d'une cote AA au 31 décembre 2018. Cette courbe de rendement est utilisée pour déterminer les taux au comptant qui varient en fonction de la durée des obligations. Les flux de trésorerie futurs estimatifs relativement aux obligations au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite ont été appariés aux taux correspondants de la courbe des taux au comptant afin d'obtenir un taux d'actualisation moyen pondéré.

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les obligations de la société au titre des prestations et avantages sont les suivantes :

aux 31 décembre	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2018	2017	2018	2017
Taux d'actualisation	3,90 %	3,60 %	4,10 %	3,70 %
Taux de croissance de la rémunération	3,00 %	3,00 %	—	—

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les coûts nets pour la société des régimes d'avantages sociaux sont les suivantes :

exercices clos les 31 décembre	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Taux d'actualisation	3,60 %	3,95 %	4,20 %	3,70 %	4,15 %	4,30 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,70 %	6,50 %	6,70 %	4,00 %	6,05 %	5,95 %
Taux de croissance de la rémunération	3,00 %	1,20 %	0,80 %	—	—	—

Le taux de rendement global prévu à long terme des actifs des régimes est fondé sur les taux de rendement historiques et projetés du portefeuille dans son ensemble et de chaque catégorie d'actifs du portefeuille. Les taux de rendement projetés présumés sont choisis à la suite de l'analyse des données historiques et des estimations futures quant au niveau et à la volatilité du rendement. Le taux de rendement repère par catégorie d'actifs, la composition des actifs ainsi que les paiements de prestations prévus à partir des actifs des régimes interviennent également dans la détermination du taux de rendement global prévu. Le taux d'actualisation est fondé sur les taux d'intérêt sur le marché pour des obligations de premier ordre correspondant à l'échéance et au versement prévu de prestations aux termes de chaque régime.

Pour les besoins de l'évaluation, le taux moyen de croissance annuelle hypothétique du coût des soins de santé couverts par participant a été fixé à 6 % pour 2019. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 4,50 % d'ici 2028 et demeurera à ce niveau par la suite. L'incidence d'une variation de 1 % dans les tendances présumées des coûts liés aux soins de santé se présente comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	Augmentation	Diminution
Incidence sur le total des composantes coût des services rendus et intérêts débiteurs	1	(1)
Incidence sur l'obligation au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite	25	(21)

Le coût net des prestations constaté au titre des régimes de retraite et des autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société se présente comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Coût des services rendus ¹	121	108	107	4	4	3
Autres composantes du coût net des prestations ¹						
Coût financier	134	122	127	14	14	13
Rendement prévu des actifs des régimes	(221)	(178)	(175)	(16)	(21)	(11)
Amortissement de la perte actuarielle	15	14	20	1	1	2
Amortissement de l'actif réglementaire	18	37	27	—	1	1
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	—	—	—	—	—	2
Charge au titre du règlement – actif réglementaire	—	2	—	—	—	—
Charge au titre du règlement – cumul des autres éléments du résultat étendu	4	2	—	—	—	—
	(50)	(1)	(1)	(1)	(5)	7
Coût net des prestations constaté	71	107	106	3	(1)	10

¹ Le coût des services rendus et les autres composantes du coût net des prestations sont inclus dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats.

Les montants avant les impôts constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018		2017		2016	
	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite
Perte nette	364	53	273	11	270	21

La perte nette estimative pour les régimes PD et autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite qui seront amortis du cumul des autres éléments du résultat étendu par imputation au coût périodique net des prestations en 2019 s'établissent à respectivement 12 millions de dollars et 2 millions de dollars.

Les montants avant les impôts constatés dans les autres éléments du résultat étendu s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018		2017		2016	
	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite
Amortissement de la perte nette reclassé du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net	(15)	(1)	(18)	(1)	(20)	(2)
Compression	—	—	(14)	(2)	—	—
Règlement	(4)	—	(11)	—	—	—
Ajustement de la situation de capitalisation	110	43	46	(7)	43	(5)
	91	42	3	(10)	23	(7)

24. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Aperçu de la gestion des risques

TransCanada est exposée au risque de marché et au risque de crédit lié aux contreparties, et la société a mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but de gérer leur incidence sur le résultat, les flux de trésorerie et la valeur actionnariale.

Les stratégies, politiques et limites de gestion des risques sont conçues pour assurer que les risques assumés par TransCanada et les risques connexes sont conformes aux objectifs commerciaux de la société et à sa tolérance aux risques. Le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties sont gérés à l'intérieur des limites établies par le conseil d'administration de la société et mises en application par la haute direction; ils font l'objet d'une surveillance de la part des groupes de la gestion des risques et d'audit interne de la société. Le comité d'audit du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect de ses politiques et procédures de gestion du risque de marché et du risque de crédit lié aux contreparties et sa façon d'évaluer la pertinence du cadre de gestion des risques.

Risque de marché

La société aménage des projets d'infrastructures énergétiques ou y investit, elle achète et vend des produits énergétiques de base, émet des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et elle investit dans des établissements à l'étranger. En raison de certaines de ces activités, la société est exposée à des risques de marché découlant des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt, qui peuvent influencer sur le résultat de la société et sur la valeur des instruments financiers qu'elle détient. La société évalue les contrats qu'elle conclut dans le but de gérer le risque de marché pour déterminer si ces contrats répondent en totalité ou en partie à la définition d'instrument dérivé.

Les contrats dérivés qu'utilise la société afin de contribuer à gérer les risques de marché peuvent être constitués de ce qui suit :

- Contrats à terme – contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base donné à un prix spécifié à une date future.
- Swaps – contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées.
- Options – contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant spécifique d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée, soit à n'importe quel moment pendant.

Risque lié au prix des produits de base

Les stratégies suivantes peuvent être employées pour gérer le risque lié au prix des produits de base qui touche les activités à tarifs non réglementés de la société :

- dans le cadre des activités de production d'électricité de la société, TransCanada gère son exposition aux fluctuations des prix des produits de base par le truchement de contrats à long terme et d'activités de couverture, dont la vente et l'achat d'électricité et de gaz naturel sur les marchés à terme;
- pour ce qui est de l'entreprise non réglementée de stockage de gaz naturel de la société, TransCanada gère son exposition aux écarts des prix saisonniers du gaz naturel au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers et par l'achat et la vente à terme compensatoires de gaz naturel sur les marchés à terme afin de garantir les marges positives;
- pour ce qui est de l'entreprise de commercialisation des liquides, TransCanada conclut des contrats de location de capacité visant le pipeline ou le terminal de stockage. Des instruments dérivés servent à fixer une partie des prix variables sur ces contrats auxquels TransCanada est exposée et qui découlent des transactions portant sur les liquides.

La vente par la société de ses actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis en 2017, celle de ses contrats d'électricité de détail du nord-est des États-Unis le 1^{er} mars 2018 et la réduction progressive de ses contrats de commercialisation de l'électricité aux États-Unis ont grandement atténué l'exposition de la société au risque lié au prix de l'électricité.

Risque de taux d'intérêt

TransCanada a recours à des emprunts à court terme et à long terme pour financer ses activités d'exploitation, ce qui l'expose au risque de taux d'intérêt. En règle générale, TransCanada verse des intérêts à taux fixe sur sa dette à long terme et des intérêts à taux variable sur ses programmes de papier commercial et les montants qu'elle prélève sur ses facilités de crédit. Une petite partie de sa dette à long terme est assortie de taux d'intérêt variables. En outre, la société est exposée au risque de taux d'intérêt sur les instruments financiers et les obligations contractuelles qui comportent des composantes à taux variable. Elle a recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options pour gérer ce risque.

Risque de change

TransCanada génère des produits et engage des charges qui sont libellés dans des devises autres que le dollar canadien. De ce fait, les résultats et les flux de trésorerie de la société sont exposés aux variations des taux de change.

Une partie des activités de TransCanada génère un bénéfice en dollars US; toutefois, comme ses résultats financiers sont présentés en dollars canadiens, la fluctuation du dollar américain par rapport au dollar canadien peut influencer sur son bénéfice net. Compte tenu de l'expansion des activités de la société libellées en dollars US, ce risque s'accroît. Une partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US. Le reliquat est couvert sur une période de un an au moyen d'instruments dérivés portant sur les taux de change. Toutefois, l'exposition au risque va au-delà de cette période.

Couvertures de l'investissement net

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

Les justes valeurs et le montant nominal relatifs aux instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018		2017	
	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal
Swaps de devises de taux d'intérêt en dollars US (échéant en 2019) ³	(43)	300 US	(199)	1 200 US
Options de change en dollars américains (échéant de 2019 à 2020)	(47)	2 500 US	5	500 US
	(90)	2 800 US	(194)	1 700 US

1 Les justes valeurs correspondent aux valeurs comptables.

2 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

3 Le bénéfice net de 2018 comprend des gains réalisés nets de 2 millions de dollars (gains de 4 millions de dollars en 2017) liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises qui sont présentés dans les intérêts débiteurs.

Le montant nominal ainsi que la juste valeur des titres d'emprunt libellés en dollars américains désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018	2017
Montant nominal	31 000 (22 700 US)	25 400 (20 200 US)
Juste valeur	31 700 (23 200 US)	28 900 (23 100 US)

Risque de crédit lié aux contreparties

Au 31 décembre 2018, le risque lié aux contreparties maximal de TransCanada en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie, aux débiteurs, aux actifs disponibles à la vente, aux actifs dérivés et au prêt.

Le risque de crédit lié aux contreparties représente la perte financière que la société subirait si une contrepartie à un instrument financier ne parvenait pas à remplir ses obligations conformément aux modalités et aux conditions du contrat ou de l'entente connexe conclu avec la société.

Pour gérer ce risque, la société fait affaire avec des contreparties solvables, en obtenant des garanties financières telles que des cautionnements, des lettres de crédit ou des liquidités, lorsque les circonstances le justifient, et en établissant un montant limite pour toute opération avec une contrepartie de TransCanada. Il n'y a aucune certitude que ces mesures puissent protéger la société contre des pertes importantes.

La société surveille ses contreparties et passe en revue ses débiteurs régulièrement et constate une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Au 31 décembre 2018 et 2017, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur, aucune concentration importante du risque de crédit ni aucune créance irrécouvrable importante.

TransCanada est exposée à d'importants risques de crédit et d'exécution liés aux établissements financiers puisque ces derniers détiennent des dépôts au comptant, fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour aider la société à gérer le risque lié aux contreparties et favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt.

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur, qui est calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créditeurs et autres, les intérêts courus et les autres passifs à long terme se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme, et ils seraient également classés au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

Le risque de crédit a été pris en compte dans le calcul de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

Le tableau ci-après présente la juste valeur des instruments financiers non dérivés, exception faite de ceux dont la valeur comptable est égale à la juste valeur, qui seraient classés dans le niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018		2017	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme ^{1,2} (note 17)	(39 971)	(42 284)	(34 741)	(40 180)
Billets subordonnés de rang inférieur (note 18)	(7 508)	(6 665)	(7 007)	(7 233)
	(47 479)	(48 949)	(41 748)	(47 413)

1 La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 750 millions de dollars US (1,1 milliard de dollars US en 2017) attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.

2 Le bénéfice net de 2018 tient compte de pertes non réalisées de 2 millions de dollars (gains de 4 millions de dollars en 2017) au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant la dette à long terme de 750 millions de dollars US au 31 décembre 2018 (1,1 milliard de dollars US en 2017). Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

Sommaire des actifs disponibles à la vente

Les tableaux suivants présentent un résumé des renseignements supplémentaires sur les placements restreints de la société qui sont classés comme disponibles à la vente :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018		2017	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹
Juste valeur des titres à revenu fixe ²				
Titres à revenu fixe (échéant à moins de 1 an)	—	22	—	23
Titres à revenu fixe (échéant entre 1 an et 5 ans)	—	110	—	107
Titres à revenu fixe (échéant entre 5 et 10 ans)	140	—	14	—
Titres à revenu fixe (échéant à plus de 10 ans)	952	—	790	—
	1 092	132	804	130

1 Les autres placements restreints ont été mis de côté pour financer les réclamations d'assurance à payer par la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de la société.

2 Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur et inclus dans les autres actifs à court terme et les placements restreints au bilan consolidé de la société.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018		2017		2016	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints
Gains nets non réalisés (pertes nettes non réalisées)	11	—	(3)	1	(28)	(1)
Pertes nettes réalisées ²	(4)	—	(1)	—	—	—

1 Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des placements restreints en raison de l'ICQF ont une incidence sur les montants subséquents des fonds prélevés au moyen de droits pour couvrir les coûts futurs de cessation d'exploitation des pipelines. Par conséquent, la société comptabilise ces gains et pertes à titre d'actifs ou de passifs réglementaires.

2 Les gains et les pertes réalisés sur la vente de placements restreints en raison de l'ICQF sont calculés selon la méthode du coût moyen.

Juste valeur des instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée selon l'approche par le résultat au moyen des taux du marché à la fin de l'exercice et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des dérivés sur produits de base a été calculée selon l'approche par le marché selon laquelle l'évaluation de la juste valeur s'appuie sur une transaction comparable à l'aide de cours du marché ou, en l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation sont utilisés. La juste valeur des options a été calculée au moyen du modèle d'évaluation de Black et Scholes. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments dérivés ne sont pas nécessairement représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

Dans certains cas, bien que les instruments dérivés soient considérés comme des couvertures économiques efficaces, ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture ou ils ne sont pas désignés en tant que couverture. Ils sont donc inscrits à leur juste valeur. Les variations de la juste valeur sont quant à elles imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle surviennent les variations. Pour cette raison, la société peut être exposée à une variabilité accrue du bénéfice présenté puisque la juste valeur des instruments dérivés peut fluctuer beaucoup d'une période à l'autre.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux instruments dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes découlant des variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris ceux qui sont admissibles à la comptabilité de couverture, peuvent être recouverts ou remboursés au moyen des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires et ils sont remboursés aux contribuables ou recouverts auprès d'eux au cours d'exercices subséquents au moment du règlement des instruments dérivés.

Présentation des instruments dérivés au bilan

Au 31 décembre 2018, le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

au 31 décembre 2018 (en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés ¹
Autres actifs à court terme (note 7)					
Produits de base ²	1	—	—	716	717
Change	—	—	16	1	17
Taux d'intérêt	3	—	—	—	3
	4	—	16	717	737
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)					
Produits de base ²	1	—	—	50	51
Change	—	—	1	—	1
Taux d'intérêt	8	1	—	—	9
	9	1	1	50	61
Total des actifs dérivés	13	1	17	767	798
Créditeurs et autres (note 14)					
Produits de base ²	(4)	—	—	(622)	(626)
Change	—	—	(105)	(188)	(293)
Taux d'intérêt	—	(3)	—	—	(3)
	(4)	(3)	(105)	(810)	(922)
Autres passifs à long terme (note 15)					
Produits de base ²	—	—	—	(28)	(28)
Change	—	—	(2)	—	(2)
Taux d'intérêt	(11)	(1)	—	—	(12)
	(11)	(1)	(2)	(28)	(42)
Total des passifs dérivés	(15)	(4)	(107)	(838)	(964)
Total des instruments dérivés	(2)	(3)	(90)	(71)	(166)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel et de liquides.

Au 31 décembre 2017, le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

au 31 décembre 2017 (en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés ¹
Autres actifs à court terme (note 7)					
Produits de base ²	1	—	—	249	250
Change	—	—	8	70	78
Taux d'intérêt	3	—	—	1	4
	4	—	8	320	332
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)					
Produits de base ²	—	—	—	69	69
Taux d'intérêt	4	—	—	—	4
	4	—	—	69	73
Total des actifs dérivés	8	—	8	389	405
Créditeurs et autres (note 14)					
Produits de base ²	(6)	—	—	(208)	(214)
Change	—	—	(159)	(10)	(169)
Taux d'intérêt	—	(4)	—	—	(4)
	(6)	(4)	(159)	(218)	(387)
Autres passifs à long terme (note 15)					
Produits de base ²	(2)	—	—	(26)	(28)
Change	—	—	(43)	—	(43)
Taux d'intérêt	—	(1)	—	—	(1)
	(2)	(1)	(43)	(26)	(72)
Total des passifs dérivés	(8)	(5)	(202)	(244)	(459)
Total des instruments dérivés	—	(5)	(194)	145	(54)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel et de liquides.

La majeure partie des instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et ces derniers sont tous visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de juste valeur

Le tableau suivant présente les montants inscrits au bilan consolidé en ce qui a trait aux ajustements cumulatifs des couvertures de juste valeur compris dans la valeur comptable des passifs couverts.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Valeur comptable		Ajustements des couvertures de juste valeur ¹	
	2018	2017	2018	2017
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	(748)	(688)	3	1
Dette à long terme	(273)	(685)	—	4
	(1 021)	(1 373)	3	5

1 Aux 31 décembre 2018 et 2017, ces soldes comprenaient des ajustements au titre de relations de couverture abandonnées de néant.

Sommaire des montants nominaux et des échéances

Les échéances et le volume nominal en cours relativement aux instruments dérivés de la société, à l'exception des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers se présentent comme suit :

au 31 décembre 2018	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
Achats ¹	23 865	44	59	—	—
Ventes ¹	17 689	56	79	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	3 862	1 650
Dates d'échéance	2019-2023	2019-2027	2019	2019	2019-2030

¹ Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh, en Gpi³ et en millions de barils respectivement.

au 31 décembre 2017	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
Achats ¹	66 132	133	6	—	—
Ventes ¹	42 836	135	7	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	2 931	2 300
Millions de pesos mexicains	—	—	—	100	—
Dates d'échéance	2018-2022	2018-2021	2018	2018	2018-2022

¹ Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh, en Gpi³ et en millions de barils respectivement.

Gains (pertes) réalisé(e)s et non réalisé(e)s sur instruments dérivés

Le sommaire qui suit ne tient pas compte des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹			
Gains (pertes) non réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base ²	28	62	123
Change	(248)	88	25
Taux d'intérêt	—	(1)	—
Gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	351	(107)	(204)
Change	(24)	18	62
Taux d'intérêt	—	1	—
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couvertures			
(Pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	(1)	23	(167)
Change	—	5	(101)
Taux d'intérêt	(1)	1	4

¹ Les montants nets des gains et pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente de produits de base sont inclus dans les produits. Les montants nets des gains et pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres.

² En 2018 et 2017, aucun gain ni aucune perte n'ont été inscrits dans le bénéfice net au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération prévue ne se produirait pas (perte nette de 42 millions de dollars en 2016).

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 22) liés à des opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris les participations sans contrôle, s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2018	2017	2016
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu ¹			
Produits de base	(1)	(1)	39
Taux d'intérêt	(13)	4	5
	(14)	3	44

¹ Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.

Incidence des opérations de couverture de la juste valeur et de flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les montants inscrits à l'état consolidé des résultats en ce qui a trait à l'incidence d'opérations de couverture de la juste de valeur ou de flux de trésorerie.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Produits (Énergie)			Intérêts débiteurs		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Total présenté à l'état consolidé des résultats	2 124	3 593	4 206	(2 265)	(2 069)	(1 998)
Couvertures de la juste valeur						
Contrats de taux d'intérêt						
Éléments couverts	—	—	—	(71)	(74)	(74)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	—	—	—	(4)	1	8
Couvertures de flux de trésorerie						
Reclassement des gains (pertes) sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net ^{1,2}						
Contrats de taux d'intérêt	—	—	—	22	17	14
Contrats sur produits de base	5	(20)	57	—	—	—

¹ Il y a lieu de se reporter à la note 22 « Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu » pour obtenir les composantes des autres éléments du résultat étendu afférents aux instruments dérivés se rapportant aux opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris la partie attribuable aux participations sans contrôle.

² Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Compensation des instruments dérivés

La société conclut des contrats d'instruments dérivés assortis d'un droit de compensation dans le cours normal des affaires ainsi qu'en cas de défaut. TransCanada ne dispose d'aucun accord de compensation cadre, mais elle conclut des contrats semblables renfermant des droits de compensation. La société a choisi de présenter au bilan consolidé la juste valeur des montants bruts des instruments dérivés assortis d'un droit de compensation. Le tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats au 31 décembre 2018 :

au 31 décembre 2018 (en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation ¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	768	(626)	142
Change	18	(18)	—
Taux d'intérêt	12	(4)	8
	798	(648)	150
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(654)	626	(28)
Change	(295)	18	(277)
Taux d'intérêt	(15)	4	(11)
	(964)	648	(316)

¹ Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

Le tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats au 31 décembre 2017 :

au 31 décembre 2017 (en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation ¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	319	(198)	121
Change	78	(56)	22
Taux d'intérêt	8	(1)	7
	405	(255)	150
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(242)	198	(44)
Change	(212)	56	(156)
Taux d'intérêt	(5)	1	(4)
	(459)	255	(204)

¹ Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

Pour ce qui est des instruments dérivés présentés ci-dessus, la société a fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 143 millions de dollars et des lettres de crédit de 22 millions de dollars (165 millions de dollars et 30 millions de dollars en 2017). Au 31 décembre 2018, la société détenait une garantie en trésorerie de néant et des lettres de crédit de 1 million de dollars (néant et 3 millions de dollars en 2017) fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs.

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les instruments dérivés qui ont pour objet de gérer le risque de marché comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui permettent aux parties de gérer le risque de crédit. Ces dispositions pourraient exiger que des garanties soient fournies si un événement lié au risque de crédit devait se produire, tel que la révision à la baisse de la cote de crédit de la société à un niveau de catégorie spéculative. La société peut également devoir fournir des garanties si la juste valeur de ses instruments financiers dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque.

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 31 décembre 2018, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 6 millions de dollars (2 millions de dollars en 2017), et la société a fourni à ce titre aucune garantie dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2018, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties de 6 millions de dollars (2 millions de dollars en 2017). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

La société dispose de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

Hiérarchie des justes valeurs

Les actifs et les passifs financiers de la société constatés à la juste valeur sont classés dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie des justes valeurs.

Niveaux	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société a accès à la date d'évaluation. S'entend d'un marché actif un marché sur lequel les transactions sont conclues à une fréquence et à des volumes suffisants pour fournir de manière continue des renseignements sur les cours.
Niveau 2	Évaluations fondées sur l'extrapolation de données autres que les prix cotés inclus dans le niveau 1, pour lesquelles toutes les données importantes peuvent être observées directement ou indirectement. Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement de prix et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe. Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le résultat et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le marché. L'évolution des conditions du marché pourrait entraîner des transferts entre le niveau 1 et le niveau 2.
Niveau 3	Évaluation des actifs et des passifs selon l'approche par le marché en fonction de l'extrapolation de données qui ne sont pas observables ou lorsque les données observables n'appuient pas une partie importante de la juste valeur des instruments dérivés. Cette catégorie comprend essentiellement les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. La société se sert des données les plus observables disponibles, ou lorsqu'elles ne le sont pas, des évaluations de courtiers à long terme à l'égard de ces opérations. L'évaluation des options est fondée sur le modèle d'établissement des prix de Black et Scholes. Les actifs et les passifs évalués à la juste valeur peuvent fluctuer entre le niveau 2 et le niveau 3 selon la proportion de la valeur du contrat dont la durée se prolonge au-delà de la période pour laquelle il est jugé que les données importantes sont observables. Lorsqu'ils approchent de leur échéance et que les données de marché observables deviennent disponibles, les contrats sont transférés du niveau 3 au niveau 2.

La juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés de la société, déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme pour 2018, est classée comme suit :

au 31 décembre 2018	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)¹	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
(en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	581	187	—	768
Change	—	18	—	18
Taux d'intérêt	—	12	—	12
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(555)	(95)	(4)	(654)
Change	—	(295)	—	(295)
Taux d'intérêt	—	(15)	—	(15)
	26	(188)	(4)	(166)

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

La juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés de la société, déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme pour 2017, est classée comme suit :

au 31 décembre 2017	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)¹	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
(en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	21	283	15	319
Change	—	78	—	78
Taux d'intérêt	—	8	—	8
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(27)	(193)	(22)	(242)
Change	—	(212)	—	(212)
Taux d'intérêt	—	(5)	—	(5)
	(6)	(41)	(7)	(54)

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Le tableau qui suit présente la variation nette de la juste valeur des actifs et des passifs dérivés classés dans le niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs :

(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2018	2017
Solde au début de l'exercice	(7)	16
Transferts du niveau 3	5	(19)
Total des gains (pertes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net	8	(17)
Règlements	(9)	18
Ventes	—	(5)
Change	(1)	—
Solde à la fin de l'exercice¹	(4)	(7)

¹ Les produits comprennent des pertes non réalisées de 5 millions de dollars (pertes non réalisées de 7 millions de dollars en 2017) attribuables à des instruments dérivés de la catégorie de niveau 3 toujours détenus au 31 décembre 2018.

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu respectivement à une baisse ou à une hausse de 2 millions de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 31 décembre 2018.

25. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Augmentation des débiteurs	(69)	(576)	(482)
Augmentation des stocks	(49)	(38)	(87)
Diminution (augmentation) des actifs destinés à la vente	—	14	(13)
Diminution des autres actifs à court terme	45	189	328
(Diminution) augmentation des créditeurs et autres	(70)	151	424
Augmentation des intérêts courus	41	12	62
(Diminution) augmentation des passifs afférents aux actifs destinés à la vente	—	(25)	16
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(102)	(273)	248

26. AUTRES ACQUISITIONS ET CESSIONS

Gazoducs – États-Unis

Iroquois Gas Transmission System et Portland Natural Gas Transmission System

Le 1^{er} juin 2017, TransCanada a mené à terme la vente d'une tranche de 49,34 % de sa participation de 50 % dans Iroquois, cette vente étant assortie d'une option visant la vente de sa participation résiduelle de 0,66 % à une date ultérieure, en faveur de TC PipeLines LP. Au même moment, TransCanada a mené à terme la vente de sa participation résiduelle de 11,81 % dans Portland en faveur de TC PipeLines LP. Le produit de ces transactions, qui s'est chiffré à 765 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture, comporte un versement en trésorerie de 597 millions de dollars US et un montant de 168 millions de dollars US représentant la quote-part de la dette d'Iroquois et de Portland.

En janvier 2016, TransCanada a mené à terme la vente d'une participation de 49,9 % dans Portland à TC PipeLines, LP pour un prix d'achat global de 223 millions de dollars US. Le produit comporte un versement en trésorerie de 188 millions de dollars US et la prise en charge de la quote-part de la dette de Portland, à savoir 35 millions de dollars US.

En mars 2016, TransCanada a acquis une participation de 4,87 % dans Iroquois à un prix d'achat global de 54 millions de dollars US, portant ainsi la participation de TransCanada à 49,35 %. Le 1^{er} mai 2016, la société a acquis une participation additionnelle de 0,65 % à un prix d'achat global de 7 millions de dollars US, ce qui a augmenté encore la participation de TransCanada dans Iroquois pour la porter à 50 %.

Acquisition de Columbia

Le 1^{er} juillet 2016, TransCanada a acquis la totalité de Columbia en contrepartie d'un prix d'achat de 10,3 milliards de dollars US sous forme de trésorerie, en fonction d'un prix de 25,50 \$ US par action pour l'ensemble des actions ordinaires en circulation de Columbia, ainsi que toutes les unités d'actions liées à la performance et les unités d'actions temporairement inaccessibles en circulation. L'acquisition a été financée par l'affectation du produit d'environ 4,4 milliards de dollars tiré de la vente des reçus de souscription, par des prélèvements sur les facilités de crédit-relais d'acquisition totalisant 6,9 milliards de dollars US et par des fonds en caisse existants. La vente des reçus de souscription a été réalisée le 1^{er} avril 2016 au moyen d'un appel public à l'épargne et, à la clôture de l'acquisition, les reçus de souscription ont été échangés contre environ 96,6 millions d'actions ordinaires de TransCanada. Il y a lieu de se reporter à la note 20 « Actions ordinaires » pour un complément d'information sur les reçus de souscription.

À la date d'acquisition, Columbia exploitait un portefeuille de gazoducs réglementés s'étendant sur environ 24 500 km (15 200 milles), des installations de stockage de gaz naturel de 285 Gpi³ ainsi que des services intermédiaires et autres actifs dans diverses régions des États-Unis. TransCanada a acquis Columbia dans le but d'élargir le marché du gaz naturel de la société aux États-Unis, positionnant ainsi la société afin de saisir d'autres occasions de croissance à long terme.

L'écart d'acquisition découlant de cette acquisition tient compte principalement des possibilités d'étendre les activités du secteur des gazoducs de la société sur le marché américain et de renforcer sa position concurrentielle dans le secteur du gaz naturel en Amérique du Nord. L'écart d'acquisition découlant de cette acquisition n'est pas déductible aux fins de l'impôt sur le bénéfice. L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises selon la méthode de l'acquisition aux termes de laquelle

les actifs corporels et incorporels acquis et les passifs pris en charge ont été comptabilisés à leur juste valeur estimative à la date d'acquisition. Le calcul du prix d'achat correspond aux estimations faites par la direction relativement à la juste valeur des actifs et passifs de Columbia au 1^{er} juillet 2016.

(en millions de dollars)	1 ^{er} juillet 2016	
	US	CA ¹
Contrepartie du prix d'achat	10 294	13 392
Juste valeur		
Actifs à court terme	658	856
Immobilisations corporelles	7 560	9 835
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	441	574
Actifs réglementaires	190	248
Actifs incorporels et autres actifs	135	175
Passifs à court terme	(597)	(777)
Passifs réglementaires	(294)	(383)
Autres passifs à long terme	(144)	(187)
Passifs d'impôts reportés	(1 613)	(2 098)
Dette à long terme	(2 981)	(3 878)
Participations sans contrôle	(808)	(1 051)
Juste valeur des actifs nets acquis	2 547	3 314
Écart d'acquisition	7 747	10 078

¹ Au 1^{er} juillet 2016, le taux de change était de 1,30 \$.

La juste valeur des actifs à court terme, y compris la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs et les stocks, et la juste valeur des passifs à court terme, incluant les billets à payer et les intérêts courus, se rapprochaient de leur valeur comptable en raison de l'échéance à court terme de ces éléments. Certains éléments du fonds de roulement liés aux acquisitions ont donné lieu à un ajustement des créditeurs.

Les gazoducs de Columbia sont assujettis à la réglementation de la FERC et, par conséquent, leurs bases tarifaires devraient être recouvrées selon un taux de rendement raisonnable sur la durée des actifs. La juste valeur de ces actifs et des actifs et passifs réglementaires connexes correspondait à leur valeur comptable à l'acquisition. La juste valeur des droits miniers compris dans les immobilisations corporelles de Columbia a été déterminée à l'aide de la méthode des flux de trésorerie actualisés, ce qui a donné lieu à une hausse de 241 millions de dollars (185 millions de dollars US) de la juste valeur. La juste valeur du carburant de base, à la date d'acquisition, compris dans les immobilisations corporelles de Columbia a été calculée en appliquant un cours du marché multiplié par le volume estimatif de carburant en place, contribuant ainsi à une augmentation de 840 millions de dollars (646 millions de dollars US) de la juste valeur.

Au cours du deuxième trimestre de 2017, la société a mené à bien ses procédures d'évaluation du volume de carburant de base acquis et ainsi, en a diminué sa juste valeur de 116 millions de dollars (90 millions de dollars US). Cette diminution a eu une incidence sur le calcul du prix d'achat en raison de la baisse de 116 millions de dollars (90 millions de dollars US) des immobilisations corporelles et de 45 millions de dollars (35 millions de dollars US) des passifs d'impôts reportés et de la hausse de 71 millions de dollars (55 millions de dollars US) de l'écart d'acquisition, pour un total se chiffrant à 7 802 millions de dollars US (7 747 millions de dollars US en 2016) au 31 décembre 2017. Cet ajustement n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de la société.

La juste valeur de la dette à long terme de Columbia a été évaluée selon l'approche par le résultat en fonction des taux observables pratiqués sur le marché pour des instruments d'emprunt semblables provenant de fournisseurs externes de services de données. La juste valeur a donc augmenté de 300 millions de dollars (231 millions de dollars US).

Le tableau suivant présente un sommaire de la juste valeur de la dette de Columbia prise en charge par TransCanada à la date d'acquisition.

(en millions de dollars)	Date d'échéance	Type	Juste valeur	Taux d'intérêt
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.				
	Juin 2018	Billets de premier rang non garantis (500 \$ US)	506 \$ US	2,45 %
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis (750 \$ US)	779 \$ US	3,30 %
	Juin 2025	Billets de premier rang non garantis (1 000 \$ US)	1 092 \$ US	4,50 %
	Juin 2045	Billets de premier rang non garantis (500 \$ US)	604 \$ US	5,80 %
			2 981 \$ US	

La juste valeur du régime de retraite à prestations déterminées et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de Columbia s'appuie sur l'évaluation actuarielle de la situation de capitalisation des régimes à la date d'acquisition, ce qui s'est traduit par une hausse de 15 millions de dollars (12 millions de dollars US) et de 5 millions de dollars (4 millions de dollars US) des actifs réglementaires et des autres passifs à long terme, respectivement, et par une baisse de 14 millions de dollars (11 millions de dollars US) et de 2 millions de dollars (2 millions de dollars US) des actifs incorporels et autres actifs et des passifs réglementaires, respectivement.

Les écarts temporaires créés par suite des variations de la juste valeur susmentionnées ont donné lieu à des actifs et à des passifs d'impôts reportés qui ont été comptabilisés au taux d'imposition effectif de 39 % aux États-Unis pour la société.

La juste valeur des participations sans contrôle de Columbia a été calculée en fonction d'environ 53,8 millions de parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP (« CPPL ») en circulation et destinées au grand public en date du 30 juin 2016 et qui ont été évaluées au cours de clôture de 15,00 \$ US par part ordinaire au 30 juin 2016. Le 17 février 2017, TransCanada a acquis toutes les parts ordinaires en circulation de CPPL détenues dans le public. Il y a lieu de se reporter à la note 19 « Participations sans contrôle » pour un complément d'information.

En 2016, la charge liée à l'acquisition se chiffrant à environ 36 millions de dollars a été incluse dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats.

La société a commencé à consolider les résultats de Columbia une fois l'acquisition réalisée. Les principales conventions comptables de Columbia cadraient avec celles de TransCanada et s'appliquent toujours. Columbia a contribué aux produits et au bénéfice net de la société respectivement pour des montants de 929 millions de dollars et de 132 millions de dollars entre le 1^{er} juillet 2016 et le 31 décembre 2016.

L'information financière supplémentaire consolidée pro forma de la société qui suit pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015 intègre les résultats d'exploitation de Columbia comme si l'acquisition avait été réalisée le 1^{er} janvier 2015.

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2016	2015
Produits	13 404	13 007
Bénéfice net (perte nette)	627	(820)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	234	(971)

Énergie

Cartier Énergie éolienne

Le 24 octobre 2018, la société a conclu la vente, à Innergex Renewable Energy Inc., de sa participation de 62 % dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne pour un produit de 630 millions de dollars, avant les ajustements de clôture. Par conséquent, la société a constaté un gain de 170 millions de dollars (143 millions de dollars après les impôts) sur la vente, lequel a été porté au poste « Gain (perte) au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus » à l'état consolidé des résultats.

Énergie solaire en Ontario

Le 19 décembre 2017, la société a mené à terme la vente de ses actifs d'énergie solaire en Ontario en faveur d'un tiers pour un produit de 541 millions de dollars, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Ainsi, la société a inscrit un gain sur la vente de 127 millions de dollars (136 millions de dollars après les impôts) qui a été inclus dans le gain (la perte) sur la vente d'actifs destinés à la vente ou vendus à l'état consolidé des résultats.

Actifs d'électricité du nord-est des États-Unis

En 2018, au moment de produire sa déclaration de revenu annuelle pour 2017 visant ses activités américaines, la société a inscrit un recouvrement d'impôts de 27 millions de dollars en lien avec la vente de ses actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis.

Le 19 avril 2017, la société a mené à terme la vente de TC Hydro pour un produit d'environ 1,07 milliard de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Elle a ainsi inscrit en 2017 un gain sur la vente de 715 millions de dollars (440 millions de dollars après les impôts), lequel comprend l'incidence de gains de change de 5 millions de dollars qui ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net.

Le 2 juin 2017, TransCanada a mené à terme la vente des centrales Ravenswood, Ironwood, Kibby Wind et Ocean State Power pour un produit d'environ 2,029 milliards de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. En 2016, la société a inscrit une perte de 829 millions de dollars (863 millions de dollars après les impôts) laquelle comprend l'incidence de gains de change de 70 millions de dollars qui ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net à la clôture. La société a inscrit une perte additionnelle de 211 millions de dollars (167 millions de dollars après les impôts) sur la vente en 2017, dont des gains de change de 2 millions de dollars. Ces pertes additionnelles sont principalement imputables à des ajustements qui ont été apportés au prix d'achat et aux coûts de réparation en raison d'un arrêt imprévu à la centrale Ravenswood avant la clôture de la vente.

Les gains et pertes sur ces ventes sont portés au poste « Gain (perte) au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus » à l'état consolidé des résultats. Le produit reçu de la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis a été affecté au remboursement de l'encours des facilités de crédit-relais d'acquisition de la société qui ont servi à financer une partie de l'acquisition de Columbia.

Ironwood

En février 2016, TransCanada a acquis la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood pour une contrepartie de 653 millions de dollars US en trésorerie, compte tenu des ajustements postérieurs à la clôture. L'évaluation de la juste valeur attribuée des actifs acquis et des passifs pris en charge n'a pas donné lieu à la constatation d'un écart d'acquisition. La société a commencé à consolider les résultats d'Ironwood à la date d'acquisition et cela n'a pas eu d'incidence significative sur les produits et le bénéfice net de la société. De plus, l'incidence différentielle pro forma d'Ironwood sur les produits et le bénéfice net de la société de la date d'acquisition à la date de la vente n'est pas significative.

27. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Contrats de location-exploitation

Déduction faite des encaissements au titre des contrats de sous-location, les versements annuels futurs aux termes des contrats de location-exploitation de la société pour divers bureaux, services et matériel s'établissent approximativement comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Paiements minimums au titre des contrats de location	Montants recouvrables aux termes des contrats de sous-location	Paiements nets
2019	81	7	74
2020	78	7	71
2021	76	4	72
2022	69	3	66
2023	67	3	64
2024 et par la suite	390	8	382
	761	32	729

Les contrats de location-exploitation des bureaux, services et matériel viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2052. Certains contrats de location-exploitation comportent une option de renouvellement pour des périodes allant de un an à vingt-cinq ans. Les charges de location nettes liées aux contrats de location-exploitation en 2018 ont atteint 84 millions de dollars (93 millions de dollars en 2017; 145 millions de dollars en 2016).

Autres engagements

TransCanada et ses sociétés liées ont passé des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme, et elles ont conclu des ententes visant d'autres obligations d'achat, dans tous les cas aux prix du marché et dans le cours normal des affaires.

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations comprennent les obligations liées à la construction des projets de croissance et sont fondés sur l'exécution des projets selon les prévisions. Si ces projets devaient être modifiés, voire annulés, les engagements seraient réduits, et peut-être même éliminés, dans le contexte de mesures d'atténuation des coûts. Au 31 décembre 2018, TransCanada avait les engagements suivants au titre des dépenses en immobilisations :

- un montant d'environ 4,6 milliards de dollars dans son secteur des gazoducs au Canada, se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés aux projets du réseau de gazoducs de Coastal GasLink et de NGTL;
- un montant d'environ 0,1 milliard de dollars dans son secteur des gazoducs aux États-Unis, se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés aux projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf;
- un montant d'environ 0,3 milliard de dollars dans son secteur des gazoducs au Mexique, se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés aux projets de gazoducs de Sur de Texas, de Villa de Reyes et de Tula;
- un montant d'environ 0,4 milliard de dollars dans son secteur des pipelines de liquides, se rapportant principalement aux coûts des travaux d'aménagement de Keystone XL et de construction de White Spruce;
- un montant d'environ 0,7 milliard de dollars dans son secteur de l'énergie, se rapportant à sa quote-part dans les engagements au titre du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power;
- un montant d'environ 0,1 milliard de dollars dans son secteur du siège social, se rapportant à diverses ententes touchant la prestation de services de TI.

Éventualités

TransCanada est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2018, la société avait constaté quelque 40 millions de dollars (34 millions de dollars en 2017) relativement aux installations en exploitation. Les montants constatés représentent la valeur actualisée de l'estimation du montant qu'elle prévoit engager dans l'avenir pour remettre ces lieux en état. Cependant, des évaluations supplémentaires et les travaux de remise en état en cours pourraient donner lieu à des obligations supplémentaires.

TransCanada et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice et procédures d'arbitrage dans le cadre de leurs activités courantes. Les montants en cause dans le cadre de ces actions ne peuvent être estimés de façon raisonnable puisqu'il n'est pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces instances. La direction estime que leur règlement ultime n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Garanties

TransCanada et son partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, ont conjointement garantis la performance financière de cette entité. Ces ententes sont assorties d'une garantie et d'une lettre de crédit qui se rapportent principalement aux services de construction et à l'acheminement du gaz naturel.

TransCanada et son partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust, ont individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location, aux services contractuels et aux services de fournisseurs.

La société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont soit i) conjointement et solidairement, ii) conjointement ou iii) individuellement garanti la performance financière de ces entités. Ces ententes comprennent des garanties et des lettres de crédit qui se rapportent principalement à l'acheminement du gaz naturel, aux services de construction et au paiement des obligations. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TransCanada, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

La valeur comptable de ces garanties est comptabilisée dans les autres passifs à long terme du bilan consolidé. Les renseignements sur les garanties de la société s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Échéance	2018		2017	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Sur de Texas	Diverses jusqu'en 2020	183	1	315	2
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2021	88	—	88	1
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2059	104	11	104	13
		375	12	507	16

¹ Quote-part de TransCanada à l'égard du risque estimatif actuel ou conditionnel.

28. COÛTS DE RESTRUCTURATION DE L'ENTREPRISE

Au milieu de 2015, la société a entrepris une initiative de restructuration et de transformation de l'entreprise en vue de réduire les coûts dans leur ensemble et de maximiser l'efficacité et l'efficience de ses activités existantes. En raison de cette initiative, la société a engagé des coûts de restructuration et comptabilisé une provision pour les indemnités de cessation d'emploi prévues pour les exercices à venir, de même que pour les pertes futures attendues en vertu des engagements aux termes de contrats de location.

Sur une base cumulée jusqu'au 31 décembre 2018, la société avait engagé relativement à cette transformation des coûts de 86 millions de dollars pour les indemnités de cessation d'emploi et de 60 millions de dollars pour les obligations locatives, déduction faite de coûts de 157 millions de dollars recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires. Elle a constitué des provisions supplémentaires en 2018 qui reflètent les pertes futures attendues en vertu des engagements aux termes de contrats de location. Le solde de la provision pour obligations locatives au 31 décembre 2018 devrait être entièrement réalisé d'ici 2027.

Les variations du passif au titre de la restructuration s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	Indemnités de cessation d'emploi	Obligations locatives	Total
Passif au titre de la restructuration au 31 décembre 2016	36	63	99
Charges de restructuration ¹	—	6	6
Charges de désactualisation	—	1	1
Paievements en trésorerie	(27)	(17)	(44)
Passif au titre de la restructuration au 31 décembre 2017	9	53	62
Charges de restructuration ¹	—	42	42
Charges de désactualisation	—	1	1
Paievements en trésorerie	(9)	(15)	(24)
Passif au titre de la restructuration au 31 décembre 2018	—	81	81

1 Au 31 décembre 2018, elle a inscrit des montants additionnels de 21 millions de dollars et de 21 millions de dollars respectivement au titre des coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats et au titre d'un actif réglementaire au bilan consolidé; ces montants ont trait à des coûts recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires au cours de périodes futures (3 millions de dollars et 3 millions de dollars, respectivement, en 2017).

29. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

Une EDDV s'entend d'une entité juridique qui ne détient pas suffisamment de capitaux propres à risque pour financer ses activités sans recourir à un soutien financier subordonné additionnel ou qui est structurée de sorte que les investisseurs en instruments de capitaux propres n'ont pas la capacité de prendre d'importantes décisions, par le biais de leurs droits de vote, concernant les activités de l'entité ou encore qui ne participe pas véritablement aux résultats de l'entité.

Dans le cours normal des affaires, la société consolide les EDDV dans lesquelles elle détient un droit variable et pour lesquelles elle est considérée comme étant le principal bénéficiaire. Les EDDV dans lesquelles la société détient un droit variable mais pour lesquelles elle n'est pas le principal bénéficiaire sont comptabilisées comme des participations à la valeur de consolidation.

EDDV consolidées

Les EDDV consolidées de la société englobent des entités juridiques dans lesquelles la société est le principal bénéficiaire. À ce titre, elle a le pouvoir, par le biais de droits de vote ou de droits semblables, de prendre des décisions concernant les activités de l'EDDV qui influent le plus sur le rendement économique, notamment acheter ou vendre des actifs importants, entretenir et exploiter des actifs, contracter des dettes additionnelles ou déterminer l'orientation stratégique en matière d'exploitation de l'entité. Par ailleurs, la société a l'obligation d'assumer les pertes ou le droit de retirer les avantages de l'EDDV consolidée qui pourraient être potentiellement importants pour cette dernière.

Une part importante des actifs de la société est détenue par le biais d'EDDV dans lesquelles la société détient une participation à droits de vote de 100 %, si l'EDDV satisfait à la définition d'entreprise et que ses actifs peuvent être affectés aux besoins généraux de l'entreprise. Les EDDV consolidées pour lesquelles les actifs ne peuvent servir qu'à des fins autres que le règlement d'obligations des EDDV s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	45	41
Débiteurs	79	63
Stocks	24	23
Autres	13	11
	161	138
Immobilisations corporelles	3 026	3 535
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	965	917
Écart d'acquisition	453	490
Actifs incorporels et autres actifs	8	3
	4 613	5 083
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	88	137
Dividendes à payer	—	1
Intérêts courus	24	23
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	79	88
	191	249
Passifs réglementaires	43	34
Autres passifs à long terme	3	3
Passifs d'impôts reportés	13	13
Dette à long terme	3 125	3 244
	3 375	3 543

EDDV non consolidées

Les EDDV non consolidées de la société sont des entités juridiques dans lesquelles la société n'est pas le principal bénéficiaire étant donné qu'elle n'a pas le pouvoir de diriger les activités qui influent le plus sur le rendement économique de ces EDDV ou pour lesquelles elle partage ce pouvoir avec des tiers. La société fournit des capitaux à ces EDDV et reçoit des participations qui lui confèrent des droits résiduels sur les actifs une fois que les passifs ont été payés.

La valeur comptable de ces EDDV et le risque maximal de perte afférent à la participation de la société dans ces EDDV s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4 575	4 372
Hors bilan		
Risque éventuel découlant des garanties	170	171
Risque maximal de perte	4 745	4 543

Annexe 6-9

Rapport trimestriel aux actionnaires (T2 2019) de TC Énergie

Rapport trimestriel aux actionnaires



TC Énergie présente de solides résultats financiers pour le deuxième trimestre et reste en bonne voie pour financer son programme de projets d'investissement garantis de 32 milliards de dollars

CALGARY (Alberta) – **Le 1^{er} août 2019** – Corporation TC Énergie (TSX, NYSE : TRP) (« TC Énergie » ou la « société ») a annoncé aujourd'hui un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 1,1 milliard de dollars (1,21 \$ par action) pour le deuxième trimestre de 2019, comparativement à un bénéfice net de 785 millions de dollars (0,88 \$ par action) pour la même période en 2018. Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2019 a atteint 924 millions de dollars (1,00 \$ par action ordinaire), comparativement à 768 millions de dollars (0,86 \$ par action ordinaire) en 2018. Le conseil d'administration de TC Énergie a en outre déclaré un dividende trimestriel de 0,75 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 septembre 2019, ce qui correspond à un dividende annualisé de 3,00 \$ par action ordinaire.

« Au deuxième trimestre de 2019, notre portefeuille diversifié d'actifs d'infrastructures énergétiques essentielles a continué de donner un excellent rendement, a déclaré Russ Girling, président et chef de la direction de TC Énergie. Le résultat comparable par action a augmenté de 16 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, et les fonds provenant de l'exploitation comparables de 1,7 milliard de dollars représentent une augmentation de 14 %. Ces hausses reflètent l'excellente performance de nos anciens actifs et les apports d'environ 5,6 milliards de dollars des projets de croissance mis en service au cours du premier semestre de 2019. »

« Nos actifs existants bénéficient toujours de taux d'utilisation très élevés; compte tenu, de surcroît, de nos projets de croissance garantis en cours de 32 milliards de dollars, dont une tranche d'environ 7 milliards de dollars devrait être achevée d'ici la fin de l'exercice, nous prévoyons que notre rendement opérationnel et financier restera vigoureux. Nos projets reposent sur des modèles d'exploitation réglementés ou visés par des contrats à long terme qui devraient aussi soutenir la croissance annuelle de notre dividende dans une fourchette de 8 % à 10 % jusqu'en 2021, a ajouté M. Girling. Nous avons investi 11 milliards de dollars dans ces projets jusqu'à présent et nous sommes en bonne position pour financer le reste de notre programme de projets de croissance garantis.

« Au cours des derniers mois, nous avons poursuivi le développement de différentes activités de gestion du portefeuille, procédant notamment à la monétisation partielle du pipeline Northern Courier et à la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream et de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario. Ces activités, combinées à la vente de notre centrale de Coolidge dont la clôture a eu lieu vers la fin de mai, devraient se traduire par un produit d'environ 6,3 milliards de dollars sur les ventes d'actifs annoncées en 2019. Grâce à cette somme, aux flux de trésorerie abondants générés en interne, à l'accès aux marchés financiers et à d'autres activités de gestion du portefeuille éventuelles, nous sommes bien positionnés pour assurer le financement prudent de notre programme d'investissement, en mettant principalement l'accent sur les mesures par action d'une manière qui nous permettra d'atteindre les mesures de crédit que nous avons ciblées, y compris un ratio dette-BAIIA d'au moins 4 fois en 2019 et par la suite.

« Nous ferons aussi progresser des projets en cours d'aménagement d'une valeur de plus de 20 milliards de dollars, notamment Keystone XL et le programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power. L'avancement fructueux de ces projets et d'autres projets de croissance qui devraient découler de nos cinq entreprises en exploitation et de notre exceptionnelle présence en Amérique du Nord pourrait prolonger notre horizon de croissance loin dans la prochaine décennie », a conclu M. Girling.

Points saillants

(Tous les montants (non audités) sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.)

- Résultats financiers du deuxième trimestre de 2019
 - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 1,1 milliard de dollars (1,21 \$ par action ordinaire)
 - Résultat comparable de 924 millions de dollars (1,00 \$ par action ordinaire)
 - Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement comparable de 2,3 milliards de dollars
 - Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation de 1,7 milliard de dollars
 - Fonds provenant de l'exploitation comparables totalisant 1,7 milliard de dollars
 - Flux de trésorerie distribuables comparables de 1,5 milliard de dollars (1,64 \$ par action ordinaire)
- Déclaration d'un dividende trimestriel de 0,75 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 septembre 2019.
- Poursuite des travaux de construction du projet de gazoduc Coastal GasLink; le 26 juillet 2019, l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») a publié sa décision confirmant que le projet relève de la compétence provinciale.
- Mise en service de projets d'environ 0,3 milliard de dollars relatifs au réseau de NGTL au premier semestre de 2019.
- Mise en service du pipeline White Spruce, dans le nord-est de l'Alberta, en mai 2019.
- Atteinte des jalons nécessaires pour faire passer les projets Louisiana XPress et Grand Chenier XPress dans les projets garantis, pour un coût combiné d'environ 0,6 milliard de dollars US.
- Obtention de l'approbation de l'ONÉ à l'égard de l'entente à long terme de transport à prix fixe relative à la jonction de North Bay telle qu'elle avait été présentée.
- Clôture de la vente de notre centrale de Coolidge, en Arizona, pour la somme de 448 millions de dollars US.
- Conclusion d'une entente visant la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream pour une contrepartie d'environ 1,3 milliard de dollars US.
- Émission de billets à moyen terme à taux fixe à 30 ans de 1,0 milliard de dollars.
- Réalisation de la monétisation partielle du pipeline Northern Courier pour un produit brut totalisant environ 1,15 milliard de dollars en juillet 2019.
- Annonce, le 30 juillet 2019, d'une entente visant la vente de nos participations dans trois centrales alimentées au gaz naturel en Ontario pour une somme d'environ 2,87 milliards de dollars.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2019, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 340 millions de dollars (0,33 \$ par action ordinaire) par rapport à la même période en 2018 pour s'établir à 1,1 milliard de dollars (1,21 \$ par action). Les résultats par action reflètent l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre régime de réinvestissement des dividendes (« RRD ») en 2018 et en 2019 et de notre programme au cours du marché en 2018. Les résultats du deuxième trimestre de 2019 comprennent un gain de 54 millions de dollars, après les impôts, sur la vente de notre centrale de Coolidge, en mai 2019, une économie d'impôts reportés de 32 millions de dollars découlant de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta qui s'applique à nos entreprises canadiennes qui ne sont pas assujetties à la comptabilité des activités à tarifs réglementés et un gain de 6 millions de dollars, après les impôts, découlant de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Les résultats du deuxième trimestre de 2018 tenaient compte d'une perte de 11 millions de dollars, après les impôts, au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Ces postes particuliers, plus les gains et les pertes non réalisés découlant de changements dans les activités de gestion des risques, sont exclus du résultat comparable.

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 30 juin 2019 a été supérieur de 333 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2018, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport accru des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone et du résultat supérieur des activités de commercialisation des liquides;

- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable essentiellement au résultat accru découlant de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf;
- l'apport accru du secteur Énergie et stockage attribuable principalement à la hausse du résultat inscrit par Bruce Power par suite de l'accroissement des prix de l'électricité réalisés, ce facteur ayant été en partie contrebalancé par la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne en 2018;
- la baisse des impôts sur le bénéfice transférés se rapportant au réseau de NGTL et au réseau principal au Canada faisant suite à l'accélération de l'amortissement aux fins de l'impôt entrée en vigueur en juin 2019, en partie annulée par l'accroissement de l'amortissement et l'augmentation des revenus incitatifs liés au réseau principal au Canada en 2019;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat de nos activités américaines et mexicaines.

Étant donné le traitement à titre de coûts transférables des impôts sur le bénéfice de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, la modification avantageuse du régime fiscal que représente pour ces actifs l'accélération de l'amortissement aux fins de l'impôt a eu pour effet de réduire notre BAIIA comparable, sans toutefois se répercuter sur notre bénéfice net.

Le résultat comparable a augmenté de 156 millions de dollars (0,14 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 juin 2019 comparativement à celui de la même période en 2018. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- l'augmentation de la charge d'amortissement, surtout en ce qui concerne les gazoducs au Canada, qui est entièrement recouverte par le truchement de la tarification comme il est indiqué ci-dessus dans l'analyse du BAIIA comparable et qui n'a donc pas d'effet sur le bénéfice comparable. L'augmentation de cette charge consolidée reflète également la mise en service de nouveaux projets;
- la diminution des intérêts créditeurs et autres, qui s'explique par les pertes réalisées en 2019 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- la hausse de la charge d'impôts sur le bénéfice imputable à l'augmentation du bénéfice comparable avant les impôts et à la réduction des écarts liés aux taux d'imposition étrangers, atténuée par des impôts transférés inférieurs relativement à nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux emprunts à court terme plus élevés, aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, ainsi qu'à l'incidence du change sur la conversion des intérêts libellés en dollars américains.

Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre clos le 30 juin 2019 tient également compte de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2018 et en 2019 et de notre programme d'émission au cours du marché en 2018.

Suivent les faits marquants récents :

Gazoducs – Canada :

- **Projet de gazoduc Coastal GasLink** : Suite à la décision d'investissement finale positive de LNG Canada rendue en octobre 2018, les travaux de construction se poursuivent à plusieurs endroits le long du tracé du pipeline, notamment dans la région au sud de Houston, en Colombie-Britannique, où l'accès a nécessité une injonction de la Cour suprême de la Colombie-Britannique. Nous nous attendons à une nouvelle décision de la Cour suprême de la Colombie-Britannique prolongeant l'injonction jusqu'à l'achèvement du projet au troisième trimestre de 2019.

Le 26 juillet 2019, l'ONÉ a publié sa décision confirmant que le projet Coastal GasLink relève de la compétence provinciale. Par conséquent, les travaux de construction se poursuivront comme prévu en vertu des permis accordés à Coastal GasLink par la British Columbia Oil and Gas Commission.

Les plans de financement de ce projet de gazoduc de 6,2 milliards de dollars de TC Énergie progressent toujours, au moyen de la vente d'une participation d'au plus 75 % et d'un financement de projet qui avancent comme prévu. La clôture de ces deux transactions est prévue au quatrième trimestre de 2019.

- **Réseau de NGTL** : Au premier semestre de 2019, le réseau de NGTL a mis en service des projets d'une capacité d'environ 0,3 milliard de dollars.

Le 14 mars 2019, une demande concernant le barème tarifaire et les services du réseau de NGTL a été présentée à l'ONÉ et comprenait une entente de règlement négociée entre le réseau de NGTL et les membres du comité sur les droits, les tarifs, les installations et les procédures (« DTIP ») qui représente les parties prenantes. Le règlement a l'appui de la majorité des membres du comité DTIP. La demande porte sur le barème tarifaire, les modalités de service du réseau de NGTL et une méthode de tarification concernant la canalisation principale North Montney (« CPNM »). Étant donné la complexité des questions soulevées dans la demande, l'ONÉ a décidé de tenir une audience publique qui devrait s'achever au quatrième trimestre de 2019.

Le 16 mai 2019, l'ONÉ a approuvé la méthode de tarification concernant la CPNM, y compris le supplément demandé, sur une base provisoire, en attendant l'issue de la demande concernant le barème tarifaire et les services dont il est question ci-dessus.

- **Réseau principal au Canada** : Le 9 mai 2019, nous avons obtenu l'approbation par l'ONÉ des ententes à long terme de transport à prix fixe relatives à la jonction de North Bay, telles qu'elles étaient présentées.

Gazoducs – États-Unis :

- **Vente des actifs de Columbia Midstream** : Le 2 juillet 2019, nous avons conclu une entente visant la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream à UGI Energy Services, LLC, filiale de UGI Corporation, pour un produit d'environ 1,3 milliard de dollars US. La clôture de la transaction devrait avoir lieu au troisième trimestre de 2019, sous réserve des ajustements postérieurs à la clôture et des approbations réglementaires usuelles. La vente devrait donner lieu à un gain de 20 millions de dollars avant les impôts (une perte de 130 millions de dollars après les impôts), compte tenu d'un écart d'acquisition estimatif de 589 millions de dollars de Columbia attribué à ces actifs, lequel n'est pas déductible aux fins de l'impôt. Le gain et l'incidence fiscale connexe seront comptabilisés à la clôture de la transaction. Cette vente ne comprend aucune participation dans Columbia Energy Ventures Company, notre entreprise d'exploitation des minéraux dans le bassin des Appalaches.
- **East Lateral XPress** : Au deuxième trimestre de 2019, nous avons approuvé le projet East Lateral XPress, un projet d'expansion du réseau de Columbia Gulf qui reliera l'approvisionnement aux marchés d'exportation de GNL de la côte du golfe du Mexique. Sous réserve d'une décision d'investissement finale positive du client, la mise en service est prévue pour 2022 et le coût estimatif du projet s'élève à 0,3 milliard de dollars US.

- **Louisiana XPress et Grand Chenier XPress** : Collectivement, les projets Louisiana XPress et Grand Chenier XPress achemineront près de 2 Gpi³/j vers les installations d'exportation de GNL de la côte du golfe du Mexique. Les deux projets ont maintenant obtenu les approbations nécessaires des clients ou l'abandon des conditions, de sorte qu'ils peuvent passer à la phase d'exécution. La mise en service de Louisiana XPress est prévue pour 2022 et le coût du projet est estimé à 0,4 milliard de dollars US. La mise en service de Grand Chenier est prévue pour 2021 et 2022 pour les phases I et II, respectivement, et le coût total estimatif du projet s'élève à 0,2 milliard de dollars US.

Gazoducs – Mexique :

- **Sur de Texas** : En juin 2019, nous avons terminé les travaux de construction et les activités de mise en service du gazoduc Sur de Texas de 775 km (482 milles) qui a la capacité d'acheminer directement des États-Unis vers le Mexique jusqu'à 2,6 Gpi³/j de gaz naturel. Comme notre contrat de service l'exige, nous avons informé l'autorité de réglementation, la Comisión Reguladora de Energía (« CRE »), et notre client, la Comisión Federal de Electricidad (« CFE »), du fait que le gazoduc était prêt à être mis en exploitation. Il nous faut obtenir de la CFE une reconnaissance de l'état de préparation avant de commencer les services de transport pour ce client. À ce jour, la CFE n'a pas encore fourni cette reconnaissance, et c'est pourquoi nous n'avons pas pu entreprendre les services de transport stipulés dans le contrat conclu avec celle-ci.
- **Villa de Reyes** : Les travaux de construction du projet de Villa de Reyes se poursuivent, mais le projet a subi des événements de force majeure qui ont retardé sa mise en service. La mise en service graduelle du projet devrait commencer à la fin de 2019.
- **Tula** : Les travaux de construction du tronçon central du projet Tula ont été reportés en raison de l'absence de progrès du côté du Secrétariat de l'Énergie, ministère responsable des consultations avec la population autochtone. L'achèvement du projet est maintenant prévu pour la fin de 2021.
- **Arbitrage** : En juin 2019, la CFE a déposé des demandes d'arbitrage en vertu des contrats visant Sur de Texas, Villa de Reyes et Tula, cherchant à faire annuler les clauses qui régissent les responsabilités respectives des parties en cas de force majeure et à obtenir le remboursement des frais fixes de capacité. Nous nous affairons à étudier le contenu des demandes d'arbitrage et à préparer notre réponse. À notre avis, les contrats ont été correctement rédigés conformément à toutes les dispositions de la soumission initiale et à toutes les exigences de la réglementation et restent par conséquent valables et exécutoires. C'est cette position que nous défendrons, si nécessaire, dans le cadre de la procédure d'arbitrage.

Nous avons reçu certains paiements de capacité aux termes des dispositions relatives aux cas de force majeure prévues dans les contrats qui régissent les projets Sur de Texas, Villa de Reyes et Tula, mais nous n'avons pas encore inscrit de produits relatifs à ces contrats.

Par ailleurs, le président du Mexique et le chef de la direction de la CFE ont remis publiquement en question diverses dispositions des contrats visant Sur de Texas, Villa de Reyes et Tula. Les parties nous ont invités à participer aux négociations pour régler les problèmes perçus, et nous avons amorcé des discussions.

Pipelines de liquides :

- **White Spruce** : Le pipeline White Spruce, qui transporte du pétrole brut des installations Horizon de Canadian Natural Resources Limited situées dans le nord-est de l'Alberta jusqu'au réseau de pipelines Grand Rapids, est entré en service en mai 2019.

- **Northern Courier** : Le 17 juillet 2019, nous avons conclu la vente d'une participation de 85 % dans le pipeline Northern Courier à Alberta Investment Management Corporation pour un produit brut de 144 millions de dollars avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à un gain prévu de 70 millions de dollars avant les impôts, après comptabilisation de notre participation résiduelle de 15 % à la juste valeur. Après les impôts, le gain d'environ 115 millions de dollars reflète l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés. Avant la vente de la participation, le pipeline Northern Courier a émis des titres d'emprunt à long terme sans recours d'un montant de 1,0 milliard de dollars, dont le produit a été versé à TC Énergie, ce qui a donné lieu à un produit brut global d'environ 1,15 milliard de dollars pour TC Énergie découlant de la monétisation de cet actif.

Nous demeurerons l'exploitant du pipeline Northern Courier et comptabiliserons notre participation résiduelle de 15 % selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation dans nos états financiers consolidés.

- **Keystone XL** : La Cour suprême du Nebraska n'a pas encore rendu sa décision concernant l'appel de l'approbation du tracé par la Public Service Commission de l'État du Nebraska. La décision de la Cour est attendue au troisième trimestre de 2019.

En mars 2019, le président américain Donald Trump a délivré un nouveau permis présidentiel pour le projet Keystone XL, lequel remplace le permis de 2017.

Le 6 juin 2019, la Cour d'appel du Neuvième District des États-Unis (la « Cour d'appel ») a accueilli les requêtes de TC Énergie et du gouvernement américain demandant le rejet des appels des différentes décisions de la Cour de district au Montana concernant le permis présidentiel de 2017 pour le projet Keystone XL et l'injonction connexe qui interdit certains travaux préalables à la construction et la construction du projet. La Cour d'appel a établi que l'émission du nouveau permis présidentiel rend nulles et non avenues les contestations du permis de 2017. La Cour d'appel a annulé l'injonction de la Cour de district des États-Unis et, le 29 juillet 2019, l'injonction a été dissoute.

Énergie et stockage (auparavant, Énergie) :

- **Centrales alimentées au gaz naturel en Ontario** : Le 30 juillet 2019, nous avons conclu une entente en vue de vendre nos centrales électriques Halton Hills et Napanee de même que notre participation de 50 % dans Portlands Energy Centre à une filiale de Ontario Power Generation Inc. pour un produit d'environ 2,87 milliards de dollars, sous réserve du moment de la clôture et des ajustements y afférents. La clôture de la vente devrait avoir lieu vers la fin de 2019 sous réserve des conditions de clôture, incluant les approbations réglementaires et le rétablissement de l'exploitation commerciale à Napanee comme il est indiqué dans l'entente. Nous prévoyons que cette vente donnera lieu une perte totale d'environ 230 millions de dollars avant les impôts (150 millions de dollars après les impôts) dont une tranche de 125 millions de dollars sera comptabilisée au 30 juillet 2019 au moment du classement des actifs nets comme étant destinés à la vente. Le montant résiduel de la perte sera comptabilisé au plus tard à la clôture de la transaction.

En mars 2019, un bris d'équipement s'est produit à Napanee pendant le déroulement des activités de mise en service. Des mesures sont prises pour rétablir la situation et l'exploitation commerciale devrait commencer d'ici la fin de 2019.

- **Centrale de Coolidge** : En décembre 2018, nous avons conclu une entente visant la vente de notre centrale de Coolidge, située en Arizona, à SWG Coolidge Holdings, LLC (« SWG »). Salt River Project Agriculture Improvement and Power District (« SRP »), la contrepartie à la CAE, a par la suite exercé son droit contractuel de premier refus quant à la vente à un tiers, et nous avons résilié l'entente avec SWG. Le 21 mai 2019, nous avons conclu la vente à SRP pour un produit de 448 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture, conformément aux modalités de son droit de premier refus, ce qui a donné lieu à un gain de 68 millions de dollars avant les impôts (54 millions de dollars après les impôts).

- **Monétisation de nos activités de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis** : En mai 2019, nous avons vendu le reste de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Cette transaction marque la fin de la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité dans cette région.

Siège social :

- **Dividende sur les actions ordinaires** : Le conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel de 0,75 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 septembre 2019 sur les actions ordinaires de TC Énergie en circulation. Le dividende trimestriel équivaut à un dividende annualisé de 3,00 \$ par action ordinaire.
- **Émission de titres d'emprunt à long terme** : En avril 2019, TCPL a émis pour 1,0 milliard de dollars de billets à moyen terme échéant en octobre 2049 et portant intérêt à un taux fixe de 4,34 %. Le produit net de cette émission a servi à des fins générales et à financer notre programme d'investissement.
- **Régime de réinvestissement des dividendes** : Au deuxième trimestre de 2019, le taux de participation des actionnaires ordinaires à notre RRD s'est établi à environ 34 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 238 millions de dollars en actions ordinaires aux termes du régime. Depuis le début de l'exercice 2019, le taux de participation des actionnaires ordinaires s'est établi à environ 33 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de dividendes de 464 millions de dollars.
- **Changement de dénomination sociale** : Le 3 mai 2019, TransCanada Corporation a changé de dénomination et s'appelle maintenant Corporation TC Énergie, les actionnaires ayant approuvé ce changement lors de l'assemblée annuelle et extraordinaire de 2019.

Téléconférence et webémission

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le jeudi 1^{er} août 2019 pour discuter de nos résultats financiers du deuxième trimestre de 2019. Russ Girling, président et chef de la direction, et Don Marchand, vice-président directeur et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction, s'entretiendront des résultats financiers du deuxième trimestre de TC Énergie et des faits nouveaux au sein de la société à 9 h (HAR) ou à 11 h (HAE).

Les membres de la communauté financière et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 800-377-0758 ou le 416-340-2218 (région de Toronto) au moins 10 minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La téléconférence sera webdiffusée en direct sur le site Web de TC Énergie, au www.TCEnergy.com/events ou à partir de l'URL suivante : www.gowebcasting.com/10024.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HAE), le 8 août 2019; il suffira de composer le 800-408-3053 ou le 905-694-9451 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 6470380#.

Il est possible de consulter les états financiers consolidés condensés intermédiaires non audités et le rapport de gestion de la société sous le profil de TC Énergie dans SEDAR au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis dans EDGAR au www.sec.gov/info/edgar.shtml, ainsi que sur le site Web de la société au www.TCEnergy.com.

TC Énergie et ses filiales assurent l'approvisionnement en énergie sur lequel comptent des millions de personnes pour accomplir leurs activités au quotidien et faire tourner l'industrie. Nous mettons beaucoup de soin dans la réalisation de nos activités, de même que dans nos façons de faire. Guidés par nos valeurs fondamentales de sécurité, de responsabilité, de collaboration et d'intégrité, nos plus de 7 000 employés sont résolus à aménager et à exploiter de manière durable nos pipelines, nos centrales d'électricité et nos installations de stockage d'énergie du Canada, des États-Unis et du Mexique. Les actions ordinaires de TC Énergie sont inscrites à la bourse de Toronto (« TSX ») et à la

bourse de New York (« NYSE »), sous le symbole TRP. Vous pouvez consulter www.TCEnergy.com pour en apprendre davantage ou nous rejoindre par l'entremise des médias sociaux.

Information prospective

Le présent communiqué renferme de l'information prospective qui est assujettie à des risques et à des incertitudes importants (de tels énoncés s'accompagnent habituellement des verbes « prévoir », « s'attendre à », « devoir », « croire », « projeter », « entrevoir », « pouvoir », « estimer » ou autres termes du genre). Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document visent à fournir aux porteurs de titres et investisseurs éventuels de TC Énergie de l'information sur TC Énergie et ses filiales, notamment l'évaluation de la direction quant aux plans futurs et perspectives financières de TC Énergie et de ses filiales. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TC Énergie, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés; ils ne constituent donc pas une garantie de la performance future de la société. Étant donné que les résultats réels peuvent s'écarter considérablement de l'information prospective, le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure à la présente information prospective ni utiliser les perspectives financières ou l'information axée sur ce qui est à venir à des fins autres que les fins prévues. Nous ne mettons pas à jour l'information prospective par suite de l'obtention de nouveaux renseignements ou après que des événements surviennent, sauf si la loi l'exige. Pour plus de renseignements au sujet des hypothèses avancées, ainsi que des risques et des incertitudes qui pourraient entraîner une modification des résultats réels par rapport aux résultats prévus, il y a lieu de se reporter au rapport trimestriel aux actionnaires daté du 31 juillet 2019 et au rapport annuel de 2018 de la société, qui sont classés sous le profil de TC Énergie dans SEDAR, à l'adresse www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, à l'adresse www.sec.gov.

Mesures non conformes aux PCGR

Le présent communiqué contient des références à des mesures non conformes aux PCGR, notamment le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire, le BAIIA comparable, les flux de trésorerie distribuables comparables, les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire et les fonds provenant de l'exploitation comparables, qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et qui pourraient, par conséquent, ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Ces mesures non conformes aux PCGR sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin, sauf mention contraire dans les états financiers consolidés condensés et le rapport de gestion. Pour plus d'information au sujet des mesures non conformes aux PCGR, consulter le rapport trimestriel aux actionnaires de TC Énergie en date du 31 juillet 2019.

Renseignements aux médias :

Jaimie Harding / Warren Beddow
403-920-7859 ou 800-608-7859

Renseignements aux investisseurs et analystes :

David Moneta / Duane Alexander
403-920-7911 ou 800-361-6522

Rapport trimestriel aux actionnaires

Deuxième trimestre de 2019

Points saillants des résultats financiers

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice				
Produits	3 372	3 195	6 859	6 619
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 125	785	2 129	1 519
par action ordinaire – de base et dilué	1,21 \$	0,88 \$	2,30 \$	1,70 \$
BAIIA comparable ¹	2 324	1 991	4 707	4 054
Résultat comparable ¹	924	768	1 911	1 632
par action ordinaire ¹	1,00 \$	0,86 \$	2,07 \$	1,83 \$
Flux de trésorerie				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 722	1 805	3 671	3 217
Fonds provenant de l'exploitation comparables ¹	1 667	1 459	3 490	3 070
Flux de trésorerie distribuables comparables ¹	1 518	1 306	3 173	2 745
par action ordinaire ¹	1,64 \$	1,46 \$	3,43 \$	3,08 \$
Dépenses d'investissement ²	1 963	2 597	4 294	4 693
Dividendes déclarés				
Par action ordinaire	0,75 \$	0,69 \$	1,50 \$	1,38 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	927	896	924	892
– émises et en circulation à la fin de la période	929	904	929	904

1 Le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire, les fonds provenant de l'exploitation comparables, les flux de trésorerie distribuables comparables et les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

2 Comprennent les dépenses d'investissement, les projets en cours et les apports à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Rapport de gestion

Le 31 juillet 2019

Le 3 mai 2019, TransCanada Corporation a changé de dénomination et s'appelle maintenant Corporation TC Énergie (« TC Énergie »).

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de TC Énergie. Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, qui ont été dressés conformément aux PCGR des États-Unis.

Le présent rapport de gestion devrait également être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2018. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2018. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

INFORMATION PROSPECTIVE

Nous communiquons de l'information prospective afin d'aider les investisseurs actuels et éventuels à comprendre l'évaluation que fait la direction de nos plans et perspectives financières pour l'avenir, ainsi que des perspectives futures en général.

Les énoncés prospectifs reposent sur certaines hypothèses et sur ce que nous savons et ce à quoi nous nous attendons présentement. Ils comprennent généralement des verbes comme « **prévoir** », « **s'attendre** », « **croire** », « **pouvoir** », « **devoir** », « **estimer** », « **projeter** », « **entrevoir** » et d'autres termes du genre.

Les énoncés prospectifs présentés dans le présent rapport de gestion comprennent des renseignements portant notamment sur :

- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes quant aux stratégies et objectifs en matière de croissance et d'expansion;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futures à notre disposition, notamment la gestion de notre portefeuille;
- la croissance prévue du dividende;
- les prévisions quant à l'accès à des sources de financement et le coût prévu du capital;
- les coûts et les calendriers prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations et les obligations contractuelles;
- les processus de réglementation à suivre et leurs résultats prévus;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- l'incidence prévue de modifications à venir au régime fiscal et aux normes comptables, d'engagements futurs et de passifs éventuels;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique.

Les énoncés prospectifs ne constituent pas une garantie de la performance future. Les résultats et événements réels pourraient varier considérablement de ceux prévus du fait des hypothèses, des risques et des incertitudes auxquels la société est soumise ou des événements qui se produisent après la date de publication du présent rapport de gestion.

Les informations prospectives sont fondées sur les hypothèses clés qui suivent et sont soumises aux risques et incertitudes ci-après :

Hypothèses

- les décisions de réglementation et leur incidence;
- les arrêts d'exploitation prévus et imprévus et le taux d'utilisation de nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage;
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement;
- l'accès aux marchés des capitaux, notamment grâce à la gestion de notre portefeuille;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique;
- les taux d'inflation et les prix des produits de base;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- la nature et la portée des activités de couverture.

Risques et incertitudes

- notre capacité de mettre en œuvre nos priorités stratégiques et la question de savoir si elles donneront les résultats escomptés;
- notre capacité à mettre en application une stratégie de répartition du capital qui s'harmonise avec notre objectif de maximiser la valeur actionnariale;
- le rendement en matière d'exploitation de nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinères;
- le montant des paiements de capacité et les produits tirés des actifs de production d'électricité attribuables à la capacité disponible;
- les volumes de production des bassins d'approvisionnement;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux;
- la disponibilité et le prix des produits de base sur le marché;
- l'accès aux marchés des capitaux selon des modalités avantageuses;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit lié à nos contreparties;
- les décisions de réglementation et l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- les modifications apportées aux lois et règlements dans le domaine de l'environnement et dans d'autres domaines;
- notre capacité à prévoir et à évaluer correctement les changements apportés aux politiques et à la réglementation gouvernementales;
- la concurrence dans les secteurs des pipelines, de l'énergie et du stockage;
- des conditions météorologiques inattendues ou inhabituelles;
- des manifestations de désobéissance civile;
- la cybersécurité et les innovations technologiques;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale.

Le lecteur trouvera des renseignements sur ces facteurs et sur d'autres encore dans le présent rapport de gestion et dans les autres rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la SEC, notamment le rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2018.

Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, étant donné que les résultats réels pourraient afficher des différences appréciables, et il ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où elles ont été avancées. Nous ne mettons pas à jour les énoncés prospectifs pour tenir compte de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, sauf si la loi l'exige.

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

Il est possible d'obtenir plus de renseignements au sujet de TC Énergie dans notre notice annuelle et dans d'autres documents d'information accessibles dans le site Web de SEDAR (www.sedar.com).

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Le présent rapport de gestion fait mention des mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- BAIIA comparable;
- BAII comparable;
- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- fonds provenant de l'exploitation;
- fonds provenant de l'exploitation comparables;
- flux de trésorerie distribuables comparables;
- flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire.

Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR, et c'est pourquoi elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités.

Mesures comparables

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR en fonction de postes particuliers que nous jugeons importants, mais qui ne tiennent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée. Sauf mention contraire, ces mesures comparables sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin.

Toute décision de ne pas ajuster les chiffres pour tenir compte d'un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Les postes particuliers peuvent notamment porter sur ce qui suit :

- certains ajustements de la juste valeur touchant des activités de gestion des risques;
- des remboursements d'impôts sur le bénéfice et des ajustements apportés aux taux d'imposition en vigueur;
- des gains ou des pertes sur la vente d'actifs ou d'actifs destinés à la vente;
- des règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles et des règlements dans le cadre de faillites;
- l'incidence de décisions rendues par des organismes de réglementation ou de règlements d'arbitrage portant sur le résultat d'exercices précédents;
- des coûts de restructuration;
- la dépréciation de l'écart d'acquisition, d'investissements et d'autres d'actifs;
- des coûts d'acquisition et d'intégration.

Nous excluons les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés. Ces instruments dérivés constituent généralement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Par conséquent, nous imputons les variations de la juste valeur au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Le tableau qui suit présente nos mesures non conformes aux PCGR et leur mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable.

Mesure comparable	Mesure conforme aux PCGR
BAIIA comparable	bénéfice sectoriel
BAll comparable	bénéfice sectoriel
résultat comparable	bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net par action ordinaire
fonds provenant de l'exploitation comparables	rentrées nettes liées aux activités d'exploitation
flux de trésorerie distribuables comparables	rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

BAIIA comparable et BAll comparable

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de certains postes particuliers, exclusion faite des charges d'amortissement hors trésorerie. Nous utilisons le BAIIA comparable comme une mesure du bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'un indicateur utile de notre performance, que nous présentons aussi sur une base consolidée. Le BAll comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de postes particuliers. Il s'agit d'un outil efficace pour évaluer les tendances dans chaque secteur.

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

Le résultat comparable représente le bénéfice ou la perte attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction de postes particuliers. Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel, les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, les intérêts créditeurs et autres, les impôts sur le bénéfice, la participation sans contrôle et les dividendes sur les actions privilégiées, après ajustement en fonction de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés » pour un rapprochement avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et le bénéfice net par action ordinaire.

Fonds provenant de l'exploitation et fonds provenant de l'exploitation comparables

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure utile pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés étant donné qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la production de rentrées par nos actifs. Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont ajustés en fonction de l'incidence sur la trésorerie de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Flux de trésorerie distribuables comparables et flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire

Nous croyons que les flux de trésorerie distribuables comparables sont une mesure supplémentaire utile de la performance qui définit les liquidités disponibles pour les actionnaires ordinaires avant l'affectation des capitaux. Les flux de trésorerie distribuables comparables correspondent aux fonds provenant de l'exploitation comparables diminués des dividendes sur les actions privilégiées, des distributions aux participations sans contrôle et des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables.

Les dépenses d'investissement de maintien représentent les dépenses engagées pour maintenir la capacité opérationnelle, l'intégrité et la fiabilité de nos actifs et elles tiennent compte des montants attribuables à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien liées à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Dans les faits, nous avons la possibilité de recouvrer à même les droits la totalité des dépenses d'investissement de maintien consacrées à nos secteurs des gazoducs au Canada, des gazoducs aux États-Unis et des pipelines de liquides. C'est pourquoi le calcul des flux de trésorerie distribuables comparables et des flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire présentés tient compte seulement d'une réduction au titre des dépenses d'investissement de maintien recouvrables.

Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Résultats consolidés – deuxième trimestre de 2019

À compter du premier trimestre de 2019, le secteur précédemment appelé Énergie est renommé Énergie et stockage.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Gazoducs – Canada	242	280	511	533
Gazoducs – États-Unis	663	541	1 455	1 189
Gazoducs – Mexique	113	118	229	255
Pipelines de liquides	542	390	1 002	731
Énergie et stockage	278	191	326	241
Siège social	(15)	72	(34)	(9)
Total du bénéfice sectoriel	1 823	1 592	3 489	2 940
Intérêts débiteurs	(588)	(558)	(1 174)	(1 085)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	99	113	238	218
Intérêts créditeurs et autres	106	(92)	269	(29)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 440	1 055	2 822	2 044
Charge d'impôts	(217)	(153)	(453)	(274)
Bénéfice net	1 223	902	2 369	1 770
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(57)	(76)	(158)	(170)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 166	826	2 211	1 600
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(41)	(82)	(81)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 125	785	2 129	1 519
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	1,21 \$	0,88 \$	2,30 \$	1,70 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 340 millions de dollars et de 610 millions de dollars (0,33 \$ et 0,60 \$ par action ordinaire) pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018. Le bénéfice net par action ordinaire tient compte de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2018 et en 2019 et de notre programme d'émission au cours du marché en 2018.

Le bénéfice net des deux périodes considérées comprenait des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans des activités de gestion des risques, ainsi que certains autres postes particuliers mentionnés ci-dessous, qui ont été retranchés du résultat comparable.

Les résultats de 2019 comprennent les éléments suivants :

- un gain de 54 millions de dollars, après les impôts, sur la vente de notre centrale de Coolidge, en mai 2019;
- une économie d'impôts reportés de 32 millions de dollars découlant de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta qui s'applique à nos entreprises canadiennes qui ne sont pas assujetties à la comptabilité des activités à tarifs réglementés;
- un gain de 6 millions de dollars, après les impôts, et une perte de 6 millions de dollars, après les impôts, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, découlant de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Les résultats de 2018 comprenaient les éléments suivants :

- des pertes de 11 millions de dollars et de 5 millions de dollars, après les impôts, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, respectivement, découlant de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Ces sommes ont été exclues du résultat comparable, car nous considérons que les transactions ou les ajustements dont elles découlent ne font pas partie de nos activités sous-jacentes.

Le rapprochement du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable est présenté dans le tableau ci-après.

RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 125	785	2 129	1 519
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Profit sur la vente de notre centrale de Coolidge	(54)	—	(54)	—
Réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta	(32)	—	(32)	—
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	(6)	11	6	5
Activités de gestion des risques ¹	(109)	(28)	(138)	108
Résultat comparable	924	768	1 911	1 632
Bénéfice net par action ordinaire	1,21 \$	0,88 \$	2,30 \$	1,70 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Profit sur la vente de notre centrale de Coolidge	(0,06)	—	(0,06)	—
Réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta	(0,03)	—	(0,03)	—
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	(0,01)	0,01	0,01	0,01
Activités de gestion des risques	(0,11)	(0,03)	(0,15)	0,12
Résultat comparable par action ordinaire	1,00 \$	0,86 \$	2,07 \$	1,83 \$

1	Activités de gestion des risques (en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
		2019	2018	2019	2018
	Installations énergétiques au Canada	1	1	—	3
	Installations énergétiques aux États-Unis	8	39	(52)	(62)
	Commercialisation des liquides	49	62	34	55
	Stockage de gaz naturel	(2)	(3)	(5)	(6)
	Change	87	(60)	207	(139)
	Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(34)	(11)	(46)	41
	Total des gains (pertes) non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	109	28	138	(108)

RAPPROCHEMENT DU BAIIA COMPARABLE ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de certains aspects des postes particuliers présentés ci-dessus et exclut les charges d'amortissement hors trésorerie.

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
BAIIA comparable				
Gazoducs – Canada	528	545	1 084	1 039
Gazoducs – États-Unis	857	704	1 829	1 508
Gazoducs – Mexique	141	142	287	302
Pipelines de liquides	582	413	1 145	844
Énergie et stockage	219	202	370	378
Siège social	(3)	(15)	(8)	(17)
BAIIA comparable	2 324	1 991	4 707	4 054
Amortissement	(621)	(570)	(1 229)	(1 105)
Intérêts débiteurs	(588)	(558)	(1 174)	(1 085)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	99	113	238	218
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	7	55	36	118
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(199)	(146)	(427)	(317)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(57)	(76)	(158)	(170)
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(41)	(82)	(81)
Résultat comparable	924	768	1 911	1 632

BAIIA comparable – comparaison de 2019 et de 2018

Le BAIIA comparable a augmenté de 333 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2019 comparativement à celui de la même période en 2018. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport accru des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone et du résultat plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides;
- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable essentiellement au résultat accru découlant de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf;
- l'apport accru du secteur Énergie et stockage attribuable principalement à la hausse du résultat inscrit par Bruce Power par suite de l'accroissement des prix de l'électricité réalisés, ce facteur en partie contrebalancé par la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne en 2018;
- la baisse des impôts sur le bénéfice transférés se rapportant au réseau de NGTL et au réseau principal au Canada faisant suite à l'accélération de l'amortissement aux fins de l'impôt entrée en vigueur en juin 2019, en partie annulée par l'accroissement de l'amortissement et l'augmentation des revenus incitatifs liés au réseau principal au Canada en 2019;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat de nos activités américaines et mexicaines.

Le BAIIA comparable a augmenté de 653 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2019 comparativement à celui de la même période en 2018. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable essentiellement au résultat accru découlant de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf;

- l'apport accru des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone et du résultat plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides;
- l'apport plus élevé des gazoducs au Canada attribuable principalement au recouvrement, pour le réseau principal au Canada, de la charge d'amortissement plus élevée, ainsi qu'à la hausse des revenus incitatifs en 2019, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des impôts sur le bénéfice transférés se rapportant au réseau de NGTL et au réseau principal au Canada faisant suite à l'accélération de l'amortissement aux fins de l'impôt;
- la baisse de l'apport du secteur Énergie et stockage, principalement à cause de la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne en 2018, en partie compensée par la hausse du résultat inscrit par Bruce Power par suite d'un accroissement des prix de l'électricité réalisés et l'augmentation des revenus tirés des fonds investis pour couvrir les avantages de retraite futurs;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat de nos activités américaines et mexicaines.

Étant donné le traitement à titre de coûts transférables des impôts sur le bénéfice de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, la modification avantageuse du régime fiscal que représente pour ces actifs l'accélération de l'amortissement aux fins de l'impôt a eu pour effet de réduire notre BAIIA comparable, sans toutefois se répercuter sur notre bénéfice net.

Résultat comparable – comparaison de 2019 et de 2018

Le résultat comparable a augmenté de 156 millions de dollars (0,14 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 juin 2019 comparativement à celui de la même période en 2018. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- l'augmentation de la charge d'amortissement, surtout en ce qui concerne les gazoducs au Canada, qui est entièrement recouverte par le truchement de la tarification comme il est indiqué ci-dessus dans l'analyse du BAIIA comparable et qui n'a donc pas d'effet sur le bénéfice comparable. L'augmentation de cette charge consolidée reflète également la mise en service de nouveaux projets;
- la diminution des intérêts créditeurs et autres, qui s'explique par les pertes réalisées en 2019 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars américains;
- la hausse de la charge d'impôts sur le bénéfice imputable à l'augmentation du bénéfice comparable avant les impôts et à la réduction des écarts liés aux taux d'imposition étrangers, atténuée par des impôts transférés inférieurs relativement à nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux emprunts à court terme plus élevés, aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, ainsi qu'à l'incidence du change sur la conversion des intérêts libellés en dollars américains.

Le résultat comparable a augmenté de 279 millions de dollars (0,24 \$ par action ordinaire) pour le semestre clos le 30 juin 2019 comparativement à celui de la même période en 2018. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- l'augmentation de la charge d'amortissement, surtout en ce qui concerne les gazoducs au Canada, qui est entièrement recouverte par le truchement de la tarification comme il est indiqué ci-dessus dans l'analyse de la hausse du BAIIA comparable et qui n'a donc pas d'effet sur le bénéfice comparable. L'augmentation de cette charge consolidée reflète également la mise en service de nouveaux projets;
- la hausse de la charge d'impôts sur le bénéfice imputable à l'augmentation du bénéfice comparable avant les impôts et à la réduction des écarts liés aux taux d'imposition étrangers, atténuée par des impôts transférés inférieurs relativement à nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada;

- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, aux emprunts à court terme plus élevés, ainsi qu'à l'incidence du change sur la conversion des intérêts libellés en dollars américains;
- la diminution des intérêts créditeurs et autres, qui s'explique par le fait que les dérivés utilisés pour gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars américains ont donné lieu à des pertes réalisées en 2019 alors qu'ils s'étaient soldés par des gains réalisés en 2018.

Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019 tient également compte de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2018 et en 2019 et de notre programme d'émission au cours du marché en 2018.

Programme d'investissement

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement. Ces éléments d'infrastructure de longue durée reposent sur des ententes commerciales à long terme avec des contreparties solvables ou des entreprises réglementées et devraient assurer une croissance appréciable du résultat et des flux de trésorerie.

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 32 milliards de dollars de projets garantis, à savoir des projets engagés et bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial qui sont en construction ou en processus d'obtention de permis, mais non encore entièrement approuvés. D'autres projets en cours d'aménagement, dont le coût se situe à 21 milliards de dollars, bénéficient aussi d'un soutien commercial, sauf mention contraire, mais l'échéancier de réalisation et les coûts de projet qui s'y rapportent sont plus incertains et sont conditionnels à l'obtention de certaines autorisations. Au cours du premier semestre de 2019, des projets totalisant environ 5,6 milliards de dollars ont été mis en service; il s'agit notamment de Mountaineer XPress, de Golf XPress, de divers prolongements du réseau de NGTL et du pipeline White Spruce.

Les dépenses d'investissement de maintien des trois prochaines années de nos secteurs d'activité sont comprises dans le tableau des projets garantis. Les dépenses d'investissement de maintien consacrées aux activités des gazoducs réglementés au Canada et aux États-Unis sont ajoutées à la base tarifaire; nous avons la possibilité de tirer un rendement de ces dépenses et de les recouvrer à même les droits en vigueur ou futurs. Ce traitement s'apparente à celui que nous réservons aux dépenses en immobilisations visant la capacité de ces gazoducs. Les arrangements tarifaires visant les activités du secteur des pipelines de liquides prévoient le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien.

Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts et du calendrier de réalisation en raison des conditions météorologiques, des conditions du marché, de modifications mineures du tracé, des conditions d'obtention des permis, du calendrier des travaux et des dates relatives aux permis réglementaires, entre autres facteurs. Les montants figurant dans les tableaux ci-après ne tiennent compte ni des intérêts capitalisés ni des provisions pour les fonds utilisés pendant la construction.

Projets garantis

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet ¹	Valeur comptable au 30 juin 2019
Gazoducs – Canada			
Réseau principal au Canada	2019-2022	0,4	0,1
Réseau de NGTL	2019	2,6	2,2
	2020	2,1	0,4
	2021	2,6	0,1
	2022+	1,5	—
Coastal GasLink ^{2,3}	2023	6,2	0,3
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2019-2021	1,8	0,3
Gazoducs – États-Unis			
Columbia Gas			
Modernisation II	2019-2020	1,1 US	0,6 US
Autres investissements dans la capacité	2019-2021	1,1 US	0,1 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2019-2021	2,0 US	0,2 US
Gazoducs – Mexique			
Sur de Texas	2019	1,6 US	1,6 US
Villa de Reyes	2019-2020	0,9 US	0,7 US
Tula	2021	0,7 US	0,6 US
Pipelines de liquides			
Autres investissements dans la capacité	2020	0,1	—
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2019-2021	0,1	—
Énergie et stockage			
Napanee	2019	1,8	1,7
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁴	2019-2023	2,2	0,8
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁵	2019-2021	0,7	0,1
		29,5	9,8
Incidence du change sur les projets garantis ⁶		2,3	1,2
Total des projets garantis (en dollars CA)		31,8	11,0

- 1 Représente notre quote-part des coûts liés aux coentreprises, le cas échéant, et l'intégralité des coûts relatifs aux actifs détenus en propriété exclusive ou par l'intermédiaire de TC PipeLines, LP.
- 2 Représente la totalité des capitaux nécessaires, avant la participation d'éventuels coentrepreneurs ou la conclusion d'un financement de projet.
- 3 La valeur comptable est présentée déduction faite des encaissements obtenus au quatrième trimestre de 2018 de certains participants à la coentreprise avec LNG Canada au titre du remboursement de quelque 0,5 milliard de dollars des coûts préalables à la décision d'investissement finale conformément aux accords de projet.
- 4 Représente la quote-part qui nous revient dans les coûts du programme de remplacement de composantes principales du réacteur 6, qui devrait être mis en service en 2023, ainsi que les montants à investir jusqu'en 2023 conformément au programme de gestion d'actifs.
- 5 Comprend les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien de Bruce Power et à d'autres actifs du secteur Énergie et stockage.
- 6 Représente un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,31 au 30 juin 2019.

Projets en cours d'aménagement

Les coûts indiqués dans le tableau ci-dessous reflètent les estimations les plus récentes pour chaque projet selon les documents déposés auprès des différents organismes de réglementation ou autrement établis par la direction.

(en milliards de dollars)	Coût estimatif du projet ¹	Valeur comptable au 30 juin 2019
Gazoducs – Canada		
Réseau de NGTL – Merrick	1,9	—
Gazoducs – États-Unis		
Autres investissements dans la capacité ²	0,4 US	—
Pipelines de liquides		
Keystone XL ³	8,0 US	0,9 US
Terminaux de Heartland et de TC ⁴	0,9	0,1
Grand Rapids, phase 2 ⁴	0,7	—
Terminal de Keystone à Hardisty ⁴	0,3	0,1
Énergie et stockage		
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁵	6,0	—
	18,2	1,1
Incidence du change sur les projets en cours d'aménagement ⁶	2,6	0,3
Total des projets en cours d'aménagement (en dollars CA)	20,8	1,4

- 1 Reflète notre quote-part des coûts liés aux coentreprises, le cas échéant, et l'intégralité des coûts relatifs aux actifs détenus en propriété exclusive ou par l'intermédiaire de TC Pipelines, LP.
- 2 Comprend les projets assujettis à l'obtention d'une décision d'investissement finale positive de la part des clients.
- 3 La valeur comptable tient compte du montant restant après déduction de la charge de dépréciation comptabilisée en 2015, de même que d'autres montants capitalisés depuis le 1^{er} janvier 2018. Une partie de ces coûts est recouvrable, dans certaines conditions, auprès des expéditeurs.
- 4 Les approbations réglementaires ont été obtenues, et nous cherchons actuellement à conclure d'autres ententes commerciales à l'appui de ce projet.
- 5 Reflète notre quote-part des coûts du programme de remplacement de composantes principales des réacteurs 3, 4, 5, 7 et 8, de même que les coûts résiduels du programme de gestion des actifs après 2023.
- 6 Compte tenu d'un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,31 au 30 juin 2019.

Perspectives

Résultats comparables consolidés

Dans l'ensemble, nos perspectives à l'égard de 2019 restent semblables à celles énoncées dans le rapport annuel de 2018, compte tenu de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse attendue des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone et l'apport plus élevé des activités de commercialisation des liquides;
- le retard du début de l'exploitation de la centrale de Napanee et du gazoduc Sur de Texas;
- l'incertitude entourant l'incidence des derniers points de la réforme fiscale aux États-Unis, qui devraient être présentés vers la fin de 2019, sur le coût de financement de certaines de nos installations aux États-Unis;
- la vente d'actifs et l'utilisation du produit de la vente.

Dépenses d'investissement consolidées

Le total de nos dépenses d'investissement prévues pour 2019 indiqué dans le rapport annuel de 2018 n'a pas été modifié de manière importante.

Gazoducs – Canada

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Réseau de NGTL	268	311	560	582
Réseau principal au Canada	233	204	470	397
Autres gazoducs au Canada ¹	27	30	54	60
BAIIA comparable	528	545	1 084	1 039
Amortissement	(286)	(265)	(573)	(506)
BAII comparable et bénéfice sectoriel	242	280	511	533

1 Ces données comprennent les résultats de Foothills, de Ventures LP et de la portion canadienne de Great Lakes, la quote-part nous revenant du bénéfice de TQM, les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à notre secteur des gazoducs au Canada.

Le BAII comparable et le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada ont diminué de 38 millions de dollars et de 22 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018.

Le bénéfice net et le BAIIA comparable des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient principalement en fonction de notre RCA approuvé, de notre base d'investissement, du ratio du capital-actions ordinaire réputé et des revenus au titre des incitatifs. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts ont également une incidence sur le BAIIA comparable, mais elles n'ont pas un effet important sur le bénéfice net puisque ces éléments sont recouverts presque en totalité par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

BÉNÉFICE NET ET BASE D'INVESTISSEMENT MOYENNE

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice net				
Réseau de NGTL	118	96	231	188
Réseau principal au Canada	42	44	86	81
Base d'investissement moyenne				
Réseau de NGTL			11 376	9 250
Réseau principal au Canada			3 666	3 829

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 22 millions de dollars et de 43 millions de dollars, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018. Cette progression s'explique par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement de 2018-2019, qui prévoit un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration et le traitement de tous les autres coûts au moyen des coûts transférables.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 2 millions de dollars et augmenté de 5 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes de 2018. L'augmentation observée pour le semestre clos le 30 juin 2019 est attribuable principalement à la hausse des revenus incitatifs. Nous n'avons pas inscrit de revenus incitatifs au premier semestre de 2018, en attendant l'issue de l'examen des droits relatifs au réseau principal au Canada pour la période 2018-2020. La décision de 2018 de l'ONÉ, reçue en décembre 2018, reconduit l'accord d'encouragement établi dans la décision de 2014 de l'ONÉ, de même que les chiffres approuvés, soit un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions réputé de 40 %. Par conséquent, nous avons comptabilisé les revenus incitatifs de 2018 au cours du quatrième trimestre de 2018.

BAIIA COMPARABLE

Le BAIIA comparable des gazoducs au Canada a diminué de 17 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2019 et augmenté de 45 millions de dollars pour le semestre clos à la même date, comparativement à celui des périodes correspondantes de 2018. Les variations résultent de l'incidence nette des éléments suivants :

- la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement au réseau de NGTL et au réseau principal au Canada par suite de l'instauration par le gouvernement canadien, en juin 2019, de l'accélération de l'amortissement aux fins de l'impôt, qui permet aux entreprises canadiennes d'amortir plus rapidement le coût de leurs investissements. Étant donné le traitement à titre de coûts transférables des impôts sur le bénéfice de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, cette modification avantageuse du régime fiscal a pour effet de réduire notre BAIIA comparable, sans toutefois se répercuter sur notre bénéfice net;
- l'amortissement accru du réseau principal au Canada découlant de la hausse de tarifs approuvée dans la décision de 2018 de l'ONÉ;
- la hausse des revenus incitatifs se rapportant au réseau principal au Canada;
- le résultat de base plus élevé enregistré pour le réseau de NGTL.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 21 millions de dollars et de 67 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, principalement en raison d'un accroissement des taux d'amortissement composés approuvés dans la décision de 2018 de l'ONÉ concernant le réseau principal, ainsi que par suite de la mise en service d'installations additionnelles du réseau de NGTL.

Gazoducs – États-Unis

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Columbia Gas	307	202	615	433
ANR	113	118	266	259
TC PipeLines, LP ^{1,2}	26	33	62	72
Great Lakes ³	17	21	47	56
Midstream	32	29	69	59
Columbia Gulf	49	30	84	56
Autres gazoducs aux États-Unis ⁴	18	16	37	31
Participations sans contrôle ⁵	79	97	191	215
BAIIA comparable	641	546	1 371	1 181
Amortissement	(145)	(128)	(280)	(250)
BAII comparable	496	418	1 091	931
Incidence du change	167	123	364	258
BAII comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)	663	541	1 455	1 189

- 1 Tient compte du bénéfice que tire TC PipeLines, LP de ses participations dans huit gazoducs, de même que des frais généraux et frais d'administration liés à TC PipeLines, LP.
- 2 Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, notre participation dans TC PipeLines, LP se chiffrait à 25,5 %, soit le même pourcentage qu'aux périodes correspondantes de 2018.
- 3 Représente notre participation directe de 53,55 % dans Great Lakes. TC PipeLines, LP détient la participation restante de 46,45 %.
- 4 Comprend les résultats de notre participation effective dans Millennium et Hardy Storage, ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à notre secteur des gazoducs aux États-Unis.
- 5 Représente les résultats attribuables à la portion de TC PipeLines, LP, qui ne nous appartient pas.

Le BAII comparable et le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis ont progressé de 122 millions de dollars et de 266 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018. En plus des augmentations nettes du BAIIA comparable indiquées ci-après, le raffermissement du dollar américain en 2019 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens comparativement aux mêmes périodes en 2018.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019 a augmenté de 95 millions de dollars US et de 190 millions de dollars US, respectivement, par rapport aux mêmes périodes en 2018, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- l'accroissement des résultats tirés des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf mis en service;
- la diminution du résultat tiré de Bison (actif détenu en propriété exclusive par TC Pipelines, LP) à cause de la décision de certains clients qui ont choisi en 2018 de régler en totalité le montant des produits d'exploitation contractuels à venir et de résilier les contrats sous-jacents.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 17 millions de dollars US et de 30 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, principalement en raison des nouveaux projets mis en service; l'augmentation a été en partie contrebalancée par la baisse de l'amortissement des immobilisations corporelles par suite de la dépréciation des actifs de Bison (actif détenu en propriété exclusive par TC Pipelines, LP) comptabilisée en 2018.

Gazoducs – Mexique

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Topolobampo	40	42	80	86
Tamazunchale	31	32	62	63
Mazatlán	17	19	35	39
Guadalajara	16	16	32	35
Sur de Texas ¹	3	1	8	10
Autres	—	—	—	4
BAIIA comparable	107	110	217	237
Amortissement	(21)	(18)	(44)	(37)
BAII comparable	86	92	173	200
Incidence du change	27	26	56	55
BAII comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)	113	118	229	255

1 Représente notre quote-part du bénéfice tiré de notre participation de 60 %. Les résultats de Sur de Texas tiennent compte d'une provision pour les fonds utilisés pendant la construction, déduction faite des intérêts débiteurs sur un prêt intersociétés consenti par TC Énergie. Ces intérêts débiteurs sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres, dans le secteur Siège social.

Le BAII comparable et le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs au Mexique ont diminué de 5 millions de dollars et de 26 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018. La baisse du BAIIA, décrite ci-après, a été en partie compensée par un raffermissement du dollar américain en 2019, qui a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent en dollars canadiens.

Le BAIIA comparable des gazoducs au Mexique pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019 a fléchi de 3 millions de dollars US et de 20 millions de dollars US, respectivement, par rapport aux mêmes périodes en 2018, en grande partie par suite de la diminution des produits d'exploitation faisant suite essentiellement aux changements apportés au moment de leur constatation en 2018.

Nous n'avons encore inscrit aucun bénéfice opérationnel relativement au gazoduc Sur de Texas, même si celui-ci était terminé sur le plan mécanique et prêt à être mis en service à la fin de juin 2019. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 3 millions de dollars US et de 7 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, en raison de la mise en service de nouveaux actifs et d'autres ajustements.

Pipelines de liquides

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestre clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Réseau d'oléoducs Keystone	444	352	868	692
Pipelines en Alberta	41	37	80	76
Commercialisation des liquides et autres	97	24	197	76
BAIIA comparable	582	413	1 145	844
Amortissement	(89)	(85)	(177)	(168)
BAII comparable	493	328	968	676
Poste particulier :				
Activités de gestion des risques	49	62	34	55
Bénéfice sectoriel	542	390	1 002	731

BAII comparable libellé comme suit :

Dollars CA	95	89	184	182
Dollars US	298	185	588	387
Incidence du change	100	54	196	107
BAII comparable	493	328	968	676

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a progressé de 152 millions de dollars et de 271 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018; il comprend les gains non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides, qui ont été exclus du calcul du BAII comparable.

Le BAIIA comparable des pipelines de liquides a augmenté de 169 millions de dollars et de 301 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, par rapport aux mêmes périodes en 2018, en raison des éléments suivants :

- la hausse des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- l'apport plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides du fait de l'accroissement des marges et des volumes;
- l'apport du pipeline White Spruce, entré en service en mai 2019;
- l'incidence favorable du change sur le résultat équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 4 millions de dollars et de 9 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, en raison de la mise en service de nouvelles installations et de l'incidence du raffermissement du dollar américain.

Énergie et stockage

À compter du premier trimestre de 2019, le secteur précédemment appelé Énergie est renommé Énergie et stockage.

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAI comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est ¹	90	104	167	223
Bruce Power ¹	125	91	185	145
Installations de stockage de gaz naturel et autres	6	10	23	17
Expansion des affaires	(2)	(3)	(5)	(7)
BAIIA comparable	219	202	370	378
Amortissement	(24)	(33)	(47)	(65)
BAI comparable	195	169	323	313
Postes particuliers :				
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	68	—	68	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	8	(15)	(8)	(7)
Activités de gestion des risques	7	37	(57)	(65)
Bénéfice sectoriel	278	191	326	241

1 Ces données comprennent la quote-part nous revenant du bénéfice de Portlands Energy et de Bruce Power.

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur Énergie et stockage a augmenté de 87 millions de dollars et de 85 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, et il tenait compte des postes particuliers suivants, exclus du BAI comparable :

- un gain de 68 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information;
- un gain de 8 millions de dollars avant les impôts et une perte de 8 millions de dollars avant les impôts pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement (pertes de 15 millions de dollars avant les impôts et de 7 millions de dollars avant les impôts, respectivement, en 2018) découlant de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, dont les derniers ont été vendus en mai 2019;
- les gains et les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés et qui se rapportent en grande partie aux contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis toujours en vigueur.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et stockage a augmenté de 17 millions de dollars et diminué de 8 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du résultat inscrit par Bruce Power par suite essentiellement de la hausse des prix de l'électricité réalisés et de l'augmentation des revenus tirés des fonds investis pour couvrir les avantages de retraite futurs, en partie annulée par la diminution des volumes découlant d'un nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation. Des informations financières et opérationnelles supplémentaires sur Bruce Power sont fournies ci-après;
- la diminution du résultat des installations énergétiques de l'Ouest et des installations énergétiques de l'Est, en grande partie par suite de la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier énergie éolienne en octobre 2018 et de la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019;

- la réduction du résultat des activités de stockage de gaz naturel pour le trimestre clos le 30 juin 2019 causée principalement par les contraintes liées aux gazoducs sur le marché albertain, qui ont limité notre capacité à accéder à nos installations de stockage, mais son accroissement pour le semestre clos le 30 juin 2019 sous l'effet de l'élargissement des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké, principalement au cours du premier trimestre de 2019.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 9 millions de dollars et de 18 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, ce qui s'explique essentiellement par la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne en octobre 2018 et par la cessation de l'amortissement de notre centrale de Coolidge par suite du classement de celle-ci dans les actifs destinés à la vente au 31 décembre 2018.

BRUCE POWER

Le tableau qui suit présente notre participation proportionnelle dans les composantes du BAIIA comparable et du BAll comparable.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAll comparables :				
Produits ¹	424	385	785	756
Charges d'exploitation	(216)	(209)	(443)	(436)
Amortissement et autres	(83)	(85)	(157)	(175)
BAIIA comparable et BAll comparable²	125	91	185	145
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ³	78 %	89 %	79 %	87 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus	105	76	246	150
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	47	3	54	34
Volumes des ventes (en GWh) ²	5 236	6 027	10 496	11 723
Prix de l'électricité réalisé par MWh ⁴	79 \$	67 \$	74 \$	67 \$

1 Déduction faite des montants comptabilisés pour refléter les efficacités opérationnelles partagées avec la SIÈRE.

2 Ces données représentent notre participation de 48,4 % (48,3 % en 2018) dans Bruce Power. Les volumes des ventes incluent la production réputée.

3 Le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en service ou non.

4 Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Le prix de l'électricité réalisé par MWh comprend les gains et les pertes réalisés sur les activités de passation de contrats et les coûts transférables. Ces données ne tiennent pas compte des gains et des pertes liés aux activités de passation de contrats ni des produits tirés des ventes autres que d'électricité.

Les travaux à effectuer sur le réacteur 3 et le réacteur 7, qui ont nécessité une période d'arrêt de l'exploitation, ont été terminés au cours du deuxième trimestre de 2019. Les travaux d'entretien prévus du réacteur 2 et du réacteur 5 devraient être réalisés au second semestre de 2019. Le pourcentage de capacité moyenne globale disponible pour 2019 devrait se situer dans le bas de la fourchette de 80 % à 90 %.

Le 1^{er} avril 2019, le prix contractuel pour Bruce Power est passé d'environ 68 \$ le MWh à environ 78 \$ le MWh, compte tenu des coûts transférables; ce prix contractuel ajusté définitif reflète les capitaux qui seront investis dans le cadre du programme de remplacement de composantes principales du réacteur 6 et du programme de gestion d'actifs ainsi que les ajustements liés à l'inflation annuelle.

Siège social

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec (la perte sectorielle) le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
BAIIA comparable et BAII comparable	(3)	(15)	(8)	(17)
Poste particulier :				
(Perte) gain de change – prêt intersociétés ¹	(12)	87	(26)	8
(Perte sectorielle) bénéfice sectoriel	(15)	72	(34)	(9)

1 Montant constaté au poste Bénéfice tiré des participations comptabilisées à l'état consolidé condensé des résultats.

La perte sectorielle du siège social a augmenté de 87 millions de dollars et de 25 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018. (La perte sectorielle) le bénéfice sectoriel comprend la perte ou le gain de change sur un prêt intersociétés libellé en pesos et lié au projet Sur de Texas, qui représente notre quote-part du financement du projet et est entièrement compensée par un gain ou une perte de change correspondant comptabilisé dans les intérêts créditeurs et autres sur le prêt intersociétés. Ces montants sont exclus du calcul du BAII comparable.

Le BAIIA comparable s'est amélioré de 12 millions de dollars et de 9 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, par rapport aux mêmes périodes de 2018; cette progression est attribuable principalement aux ajustements apportés à l'impôt sur le capital aux États-Unis, constatés au deuxième trimestre de 2018.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur				
Libellés en dollars CA	(148)	(131)	(288)	(265)
Libellés en dollars US	(328)	(332)	(659)	(646)
Incidence du change	(111)	(97)	(220)	(180)
	(587)	(560)	(1 167)	(1 091)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(45)	(28)	(88)	(50)
Intérêts capitalisés	44	30	81	56
Intérêts débiteurs	(588)	(558)	(1 174)	(1 085)

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 30 millions de dollars et de 89 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- les émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des intérêts libellés en dollars américains;
- les emprunts à court terme plus élevés;
- l'augmentation des intérêts capitalisés se rapportant principalement à la centrale de Napanee et à Keystone XL.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Libellée en dollars CA	51	21	94	41
Libellée en dollars US	36	72	108	139
Incidence du change	12	20	36	38
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	99	113	238	218

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a diminué de 14 millions de dollars et augmenté de 20 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, par rapport à celle des mêmes périodes de 2018. La hausse de la provision libellée en dollars canadiens découle surtout des dépenses d'investissement consacrées à nos projets d'expansion du réseau de NGTL. Quant à la baisse de la provision libellée en dollars américains, elle s'explique principalement par la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf et a été en partie contrebalancée par l'investissement continu dans nos projets au Mexique.

Intérêts créditeurs et autres

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	7	55	36	118
Postes particuliers :				
Gain (perte) de change – prêt intersociétés	12	(87)	26	(8)
Activités de gestion des risques	87	(60)	207	(139)
Intérêts créditeurs et autres	106	(92)	269	(29)

Les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 198 millions de dollars et de 298 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- des gains non réalisés comptabilisés en 2019 au titre des activités de gestion des risques liés aux fluctuations du change, alors qu'en 2018, des pertes non réalisées avaient été comptabilisées à ce titre. Ces sommes ont été exclues du calcul du résultat comparable;
- un gain de change comptabilisé en 2019 sur le prêt intersociétés lié à la coentreprise Sur de Texas, qui est libellé en pesos, contre une perte de change en 2018. La perte et le gain de change sur la coentreprise correspondants sont comptabilisés dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation, de sorte que l'incidence sur le bénéfice net est nulle. Le gain et la perte compensatoires liés au change sont exclus du résultat comparable;

- les pertes réalisées en 2019 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars américains, alors qu'en 2018 des gains réalisés avaient été inscrits à ce chapitre.

Charge d'impôts

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(199)	(146)	(427)	(317)
Postes particuliers :				
Réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta	32	—	32	—
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	(14)	—	(14)	—
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	(2)	4	2	2
Activités de gestion des risques	(34)	(11)	(46)	41
Charge d'impôts	(217)	(153)	(453)	(274)

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a augmenté de 53 millions de dollars et de 110 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, ce qui découle principalement de la hausse du résultat comparable avant les impôts sur le bénéfice et de la diminution des écarts liés aux taux d'imposition étrangers, en partie contrebalancées par la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux pipelines réglementés au Canada.

Nous avons inscrit un recouvrement d'impôts de 32 millions de dollars sur les soldes d'impôts reportés attribuables à nos entreprises canadiennes qui ne sont pas assujetties à la comptabilité des activités à tarifs réglementés, du fait de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta entrée en vigueur en juin 2019. Ce poste a été exclu du résultat comparable.

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(57)	(76)	(158)	(170)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 19 millions de dollars et de 12 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, principalement en raison de la baisse du résultat de TC PipeLines, LP, qui a été en partie compensée par l'incidence d'un dollar américain plus ferme en 2019 sur le résultat comparable équivalent en dollars canadiens.

Dividendes sur les actions privilégiées

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(41)	(82)	(81)

Faits récents

GAZODUCS – CANADA

Projet de gazoduc Coastal GasLink

Suite à la décision d'investissement finale positive de LNG Canada rendue en octobre 2018, les travaux de construction se poursuivent à plusieurs endroits le long du tracé du pipeline, notamment dans la région au sud de Houston, en Colombie-Britannique, où l'accès a nécessité une injonction de la Cour suprême de la Colombie-Britannique. Nous nous attendons à une nouvelle décision de la Cour suprême de la Colombie-Britannique prolongeant l'injonction jusqu'à l'achèvement du projet au troisième trimestre de 2019.

Le 26 juillet 2019, l'ONÉ a publié sa décision confirmant que le projet Coastal GasLink relève de la compétence provinciale. Par conséquent, les travaux de construction se poursuivront comme prévu en vertu des permis accordés à Coastal GasLink par la British Columbia Oil and Gas Commission.

Les plans de financement de ce projet de gazoduc de 6,2 milliards de dollars de TC Énergie progressent toujours, au moyen de la vente d'une participation d'au plus 75 % et d'un financement de projet qui avancent comme prévu. La clôture de ces deux transactions est prévue au quatrième trimestre de 2019.

Réseau de NGTL

Le 14 mars 2019, une demande concernant le barème tarifaire et les services du réseau de NGTL a été présentée à l'ONÉ et comprenait une entente de règlement négociée entre le réseau de NGTL et les membres du comité sur les droits, les tarifs, les installations et les procédures (« DTIP ») qui représente les parties prenantes. Le règlement a l'appui de la majorité des membres du comité DTIP. La demande porte sur le barème tarifaire, les modalités de service du réseau de NGTL et une méthode de tarification concernant la canalisation principale North Montney (« CPNM »). Étant donné la complexité des questions soulevées dans la demande, l'ONÉ a décidé de tenir une audience publique qui devrait s'achever au quatrième trimestre de 2019.

Le 16 mai 2019, l'ONÉ a approuvé la méthode de tarification concernant la CPNM, y compris le supplément demandé, sur une base provisoire, en attendant l'issue de la demande concernant le barème tarifaire et les services dont il est question ci-dessus.

Au premier semestre de 2019, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 0,3 milliard de dollars.

Réseau principal au Canada

En mars 2019, l'ONÉ a approuvé les droits relatifs au réseau principal au Canada tels qu'ils étaient présentés dans le dépôt de conformité relatif à l'examen des droits pour la période de 2018 à 2020 remis en janvier 2019.

Le 9 mai 2019, nous avons obtenu l'approbation par l'ONÉ des ententes à long terme de transport à prix fixe relatives à la jonction de North Bay, telles qu'elles étaient présentées.

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

Vente des actifs de Columbia Midstream

Le 2 juillet 2019, nous avons conclu une entente visant la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream à UGI Energy Services, LLC, filiale de UGI Corporation, pour un produit d'environ 1,3 milliard de dollars US. La clôture de la transaction devrait avoir lieu au troisième trimestre de 2019, sous réserve des ajustements postérieurs à la clôture et des approbations réglementaires usuelles. La vente devrait donner lieu à un gain de 20 millions de dollars avant les impôts (une perte de 130 millions de dollars après les impôts), compte tenu d'un écart d'acquisition estimatif de 589 millions de dollars de Columbia attribué à ces actifs, lequel n'est pas déductible aux fins de l'impôt. Le gain et l'incidence fiscale connexe seront comptabilisés à la clôture de la transaction. Cette vente ne comprend aucune participation dans Columbia Energy Ventures Company, notre entreprise d'exploitation des minéraux dans le bassin des Appalaches.

East Lateral XPress

Au deuxième trimestre de 2019, nous avons approuvé le projet East Lateral XPress, un projet d'expansion du réseau de Columbia Gulf qui reliera l'approvisionnement aux marchés d'exportation de GNL de la côte du golfe du Mexique. Sous réserve d'une décision d'investissement finale positive du client, la mise en service est prévue pour 2022 et le coût estimatif du projet s'élève à 0,3 milliard de dollars US.

Louisiana XPress et Grand Chenier XPress

Collectivement, les projets Louisiana XPress et Grand Chenier XPress achemineront près de 2 Gpi³/j vers les installations d'exportation de GNL de la côte du golfe du Mexique. Les deux projets ont maintenant obtenu les approbations nécessaires des clients ou l'abandon des conditions, de sorte qu'ils peuvent passer à la phase d'exécution. La mise en service de Louisiana XPress est prévue pour 2022 et le coût du projet est estimé à 0,4 milliard de dollars US. La mise en service de Grand Chenier est prévue pour 2021 et 2022 pour les phases I et II, respectivement, et le coût total estimatif du projet s'élève à 0,2 milliard de dollars US.

Mountaineer XPress et Gulf XPress

Le projet Mountaineer XPress, un projet de Columbia Gas visant le transport de la production des gisements de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica vers des emplacements situés le long du réseau et le raccordement de Leach au réseau de Columbia Gulf, a été mis en service graduellement au cours du premier trimestre de 2019, de même que Gulf XPress, un projet de Columbia Gulf.

GAZODUCS – MEXIQUE

Sur de Texas

En juin 2019, nous avons terminé les travaux de construction et les activités de mise en service du gazoduc Sur de Texas de 775 km (482 milles) qui a la capacité d'acheminer directement des États-Unis vers le Mexique jusqu'à 2,6 Gpi³/j de gaz naturel. Comme notre contrat de service l'exige, nous avons informé l'autorité de réglementation, la CRE, et notre client, la CFE, du fait que le gazoduc était prêt à être mis en exploitation. Il nous faut obtenir de la CFE une reconnaissance de l'état de préparation avant de commencer les services de transport pour ce client. À ce jour, la CFE n'a pas encore fourni cette reconnaissance, et c'est pourquoi nous n'avons pas pu entreprendre les services de transport stipulés dans le contrat conclu avec celle-ci.

Villa de Reyes

Les travaux de construction du projet de Villa de Reyes se poursuivent, mais le projet a subi des événements de force majeure qui ont retardé sa mise en service. La mise en service graduelle du projet devrait commencer à la fin de 2019.

Tula

Les travaux de construction du tronçon central du projet Tula ont été reportés en raison de l'absence de progrès du côté du Secrétariat de l'Énergie, ministère responsable des consultations avec la population autochtone. L'achèvement du projet est maintenant prévu pour la fin de 2021.

Arbitrage

En juin 2019, la CFE a déposé des demandes d'arbitrage en vertu des contrats visant Sur de Texas, Villa de Reyes et Tula, cherchant à faire annuler les clauses qui régissent les responsabilités respectives des parties en cas de force majeure et à obtenir le remboursement des frais fixes de capacité. Nous nous affairons à étudier le contenu des demandes d'arbitrage et à préparer notre réponse. À notre avis, les contrats ont été correctement rédigés conformément à toutes les dispositions de la soumission initiale et à toutes les exigences de la réglementation et restent par conséquent valables et exécutoires. C'est cette position que nous défendrons, si nécessaire, dans le cadre de la procédure d'arbitrage.

Nous avons reçu certains paiements de capacité aux termes des dispositions relatives aux cas de force majeure prévues dans les contrats qui régissent les projets Sur de Texas, Villa de Reyes et Tula, mais nous n'avons pas encore inscrit de produits relatifs à ces contrats.

Par ailleurs, le président du Mexique et le chef de la direction de la CFE ont remis publiquement en question diverses dispositions des contrats visant Sur de Texas, Villa de Reyes et Tula. Les parties nous ont invités à participer aux négociations pour régler les problèmes perçus, et nous avons amorcé des discussions.

PIPELINES DE LIQUIDES

Réseau d'oléoducs Keystone

En janvier 2019, nous avons conclu un accord avec Motiva Enterprises LLC (« Motiva ») visant la construction de canalisations de raccordement entre le réseau d'oléoducs Keystone et la raffinerie d'une capacité 630 000 b/j de Motiva à Port Arthur, au Texas. L'objectif est de rendre ce raccordement prêt à entrer en fonction au deuxième trimestre de 2020.

Au début de février 2019, nous avons temporairement mis en arrêt le réseau d'oléoducs Keystone après la détection d'une fuite près de St. Charles, au Missouri. Le réseau d'oléoducs a été remis en service le jour même, mais le tronçon qui relie Steele City, au Nebraska, à Patoka, en Illinois, a été remis en service à la mi-février 2019. Cette mise hors service ne devrait pas avoir un effet important sur le résultat de 2019 de la société.

Keystone XL

La Cour suprême du Nebraska n'a pas encore rendu sa décision concernant l'appel de l'approbation du tracé par la Public Service Commission de l'État du Nebraska. La décision de la Cour est attendue au troisième trimestre de 2019.

En mars 2019, le président américain Donald Trump a délivré un nouveau permis présidentiel pour le projet Keystone XL, lequel remplace le permis de 2017.

Le 6 juin 2019, la Cour d'appel du Neuvième District des États-Unis (la « Cour d'appel ») a accueilli les requêtes de TC Énergie et du gouvernement américain demandant le rejet des appels des différentes décisions de la Cour de district au Montana concernant le permis présidentiel de 2017 pour le projet Keystone XL et l'injonction connexe qui interdit certains travaux préalables à la construction et la construction du projet. La Cour d'appel a établi que l'émission du nouveau permis présidentiel rend nulles et non avenues les contestations du permis de 2017. La Cour d'appel a annulé l'injonction de la Cour de district des États-Unis et, le 29 juillet 2019, l'injonction a été dissoute.

Le 27 juin 2019, le gouvernement des États-Unis et TC Énergie ont présenté des requêtes demandant le rejet de la poursuite intentée par deux communautés autochtones des États-Unis, dont la portée avait été étendue pour contester les permis présidentiels de 2017 et de 2019. La Cour de district au Montana a fixé la date des plaidoiries sur les requêtes de rejet des plaintes au 12 septembre 2019.

Le 27 juin 2019, le gouvernement des États-Unis a présenté une requête demandant le rejet de la contestation du permis présidentiel de 2019 par Indigenous Environmental Network. TC Énergie est intervenue et prendra des mesures pour faire annuler cette poursuite.

Nous continuons de gérer activement les obstacles d'ordre juridique et réglementaire à mesure que le projet avance.

White Spruce

Le pipeline White Spruce, qui transporte du pétrole brut des installations Horizon de Canadian Natural Resources Limited situées dans le nord-est de l'Alberta jusqu'au réseau de pipelines Grand Rapids, est entré en service en mai 2019.

Northern Courier

Le 17 juillet 2019, nous avons conclu la vente d'une participation de 85 % dans le pipeline Northern Courier à Alberta Investment Management Corporation pour un produit brut de 144 millions de dollars avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à un gain prévu de 70 millions de dollars avant les impôts, après comptabilisation de notre participation résiduelle de 15 % à la juste valeur. Après les impôts, le gain d'environ 115 millions de dollars reflète l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés. Avant la vente de la participation, le pipeline Northern Courier a émis des titres d'emprunt à long terme sans recours d'un montant de 1,0 milliard de dollars, dont le produit a été versé à TC Énergie, ce qui a donné lieu à un produit brut global d'environ 1,15 milliard de dollars pour TC Énergie découlant de la monétisation de cet actif.

Nous demeurerons l'exploitant du pipeline Northern Courier et comptabiliserons notre participation résiduelle de 15 % selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation dans nos états financiers consolidés.

ÉNERGIE ET STOCKAGE (AUPARAVANT, ÉNERGIE)

Centrales alimentées au gaz naturel en Ontario

Le 30 juillet 2019, nous avons conclu une entente en vue de vendre nos centrales électriques Halton Hills et Napanee de même que notre participation de 50 % dans Portlands Energy Centre à une filiale de Ontario Power Generation Inc. pour un produit d'environ 2,87 milliards de dollars, sous réserve du moment de la clôture et des ajustements y afférents. La clôture de la vente devrait avoir lieu vers la fin de 2019 sous réserve des conditions, incluant les approbations réglementaires et le rétablissement de l'exploitation commerciale à Napanee comme il est indiqué dans l'entente. Nous prévoyons que cette vente donnera lieu à une perte totale d'environ 230 millions de dollars avant les impôts (150 millions de dollars après les impôts) dont une tranche de 125 millions de dollars sera comptabilisée au 30 juillet 2019 au moment du classement des actifs nets comme étant destinés à la vente. Le montant résiduel de la perte sera comptabilisé au plus tard à la clôture de la transaction.

En mars 2019, un bris d'équipement s'est produit à Napanee pendant le déroulement des activités de mise en service. Des mesures sont prises pour rétablir la situation et l'exploitation commerciale devrait commencer d'ici la fin de 2019.

Centrale de Coolidge

En décembre 2018, nous avons conclu une entente visant la vente de notre centrale de Coolidge, située en Arizona, à SWG Coolidge Holdings, LLC (« SWG »). Salt River Project Agriculture Improvement and Power District (« SRP »), la contrepartie à la CAE, a par la suite exercé son droit contractuel de premier refus quant à la vente à un tiers, et nous avons résilié l'entente avec SWG. Le 21 mai 2019, nous avons conclu la vente à SRP pour un produit de 448 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture, conformément aux modalités de son droit de premier refus, ce qui a donné lieu à un gain de 68 millions de dollars avant les impôts (54 millions de dollars après les impôts).

Monétisation de nos activités de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis

En mai 2019, nous avons vendu le reste de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Cette transaction marque la fin de la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité dans cette région.

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver une grande souplesse et de solides ressources financières pendant toutes les phases du cycle économique et de recourir à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation pour soutenir notre entreprise, verser des dividendes et financer une partie de notre croissance. En outre, nous avons accès aux marchés des capitaux et recours à la gestion de notre portefeuille pour répondre à nos besoins de financement, gérer la structure du capital et maintenir notre cote de crédit.

Nous croyons avoir la capacité financière pour financer notre programme d'investissement existant grâce à nos flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de l'exploitation, à l'accès aux marchés financiers, à la gestion du portefeuille, à nos fonds en caisse, à d'importantes facilités de crédit confirmées et, si cela est jugé approprié, à notre RRD. Chaque année, au quatrième trimestre, nous renouvelons et prorogons nos facilités de crédit en fonction de nos besoins.

Au 30 juin 2019, notre actif à court terme s'élevait à 5,7 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 13,0 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 7,3 milliards de dollars, comparativement à 7,8 milliards de dollars au 31 décembre 2018. Nous considérons que l'insuffisance du fonds de roulement s'inscrit dans le cours normal de nos activités. Elle est gérée au moyen de ce qui suit :

- notre capacité à dégager des flux de trésorerie provenant de l'exploitation prévisibles et croissants;
- nos facilités de crédit non garanties, sur lesquelles une somme d'environ 11,5 milliards de dollars reste inutilisée;
- notre accès aux marchés financiers.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 722	1 805	3 671	3 217
Diminution du fonds de roulement d'exploitation	(47)	(361)	(189)	(154)
Fonds provenant de l'exploitation	1 675	1 444	3 482	3 063
Poste particulier :				
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	(8)	15	8	7
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 667	1 459	3 490	3 070
Dividendes sur les actions privilégiées	(40)	(39)	(80)	(78)
Distributions aux participations sans contrôle	(58)	(48)	(114)	(117)
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ¹	(51)	(66)	(123)	(130)
Flux de trésorerie distribuables comparables	1 518	1 306	3 173	2 745
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire	1,64 \$	1,46 \$	3,43 \$	3,08 \$

1 Compréhendent les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, y compris les apports en trésorerie pour financer notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien liées à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, lesquelles concernent principalement les apports versés à Bruce Power.

FONDS PROVENANT DE L'EXPLOITATION COMPARABLES

Mesure non conforme aux PCGR, les fonds provenant de l'exploitation comparables nous aident à évaluer la capacité de nos activités d'exploitation à générer des flux de trésorerie, sans l'incidence du moment où les variations du fonds de roulement ont lieu ni l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 208 millions de dollars et de 420 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019 par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2018, hausse qui est principalement attribuable à l'accroissement du résultat comparable ajusté en fonction des éléments hors trésorerie et à l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers, de même qu'au recouvrement de la charge d'amortissement plus élevée pour le réseau principal au Canada et le réseau de NGTL.

RENTRÉES NETTES LIÉES AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 83 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2019 et augmenté de 454 millions de dollars pour le semestre clos à la même date, par rapport à celles des périodes correspondantes de 2018, en raison principalement de la hausse des fonds provenant de l'exploitation ainsi que du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur.

FLUX DE TRÉSORERIE DISTRIBUABLES COMPARABLES

Les flux de trésorerie distribuables comparables, une mesure non conforme aux PCGR, nous permettent d'évaluer les fonds disponibles pour les actionnaires ordinaires avant la répartition du capital.

Les flux de trésorerie distribuables comparables ont augmenté de 212 millions de dollars et de 428 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, comparativement aux périodes correspondantes de 2018, ce qui s'explique par la hausse des fonds provenant de l'exploitation comparables décrite ci-dessus. Les flux de trésorerie distribuables comparables du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2019 se sont chiffrés à 1,64 \$ et à 3,43 \$ par action ordinaire, respectivement, et tiennent compte également de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2018 et en 2019 et de notre programme ACM en 2018.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les		semestres clos les	
	2019	2018	2019	2018
Dépenses d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 571)	(2 337)	(3 593)	(4 039)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(217)	(76)	(381)	(112)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(175)	(184)	(320)	(542)
	(1 963)	(2 597)	(4 294)	(4 693)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	591	—	591	—
Autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	66	—	186	121
Montants reportés et autres	(55)	(16)	(81)	94
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 361)	(2 613)	(3 598)	(4 478)

En 2019, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'expansion du réseau de NGTL et des projets de Columbia Gas, ainsi que de la construction du gazoduc Coastal Gaslink, de la centrale électrique de Napanee et des dépenses d'investissement de maintien. La diminution des dépenses en immobilisations en 2019 reflète l'achèvement et la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, dont l'effet a été en partie contrebalancé par l'accroissement des dépenses consacrées au réseau de NGTL.

Les coûts engagés à l'égard de projets d'investissement en cours d'aménagement en 2019 et en 2018 concernent principalement les dépenses consacrées à l'oléoduc Keystone XL.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont diminué en 2019 comparativement à 2018, en raison surtout de la réduction des apports à Sur de Texas, lesquels comprennent notre quote-part des besoins de financement par emprunt.

Au deuxième trimestre de 2019, nous avons mené à terme la vente de notre centrale de Coolidge, pour un produit net de 591 millions de dollars.

Les autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont attribuables à notre quote-part des financements de Bruce Power et de Northern Border visant à financer leurs programmes d'investissement respectifs et à verser des distributions à leurs partenaires. Au premier trimestre de 2019, nous avons reçu des distributions de 120 millions de dollars (121 millions de dollars en 2018) de Bruce Power par suite de son émission de billets de premier rang sur les marchés financiers. Au deuxième trimestre de 2019, nous avons reçu des distributions de 66 millions de dollars (néant en 2018) de Northern Border provenant d'un prélèvement sur sa facilité de crédit renouvelable pour gérer les niveaux de capitalisation.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les		semestres clos les	
	2019	2018	2019	2018
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(956)	(1 327)	1 896	485
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission ¹	997	3 240	1 021	3 333
Remboursements de titres d'emprunt à long terme ¹	(126)	(808)	(1 834)	(2 034)
Dividendes et distributions versés	(564)	(467)	(1 079)	(933)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	91	445	159	785
Parts de société en nom collectif de TC PipeLines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	—	49
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(558)	1 083	163	1 685

1 Compte tenu des emprunts et des remboursements sur une facilité d'emprunt non garantie de TC PipeLines, LP.

Nous conservons un accès aux marchés des titres d'emprunt afin de financer en partie nos programmes d'expansion et nos autres besoins de financement. La note 8, intitulée « Dette à long terme », afférente à nos états financiers consolidés condensés contient d'autres renseignements sur notre dette à long terme au 30 juin 2019 et pour les trimestre et semestre clos à cette date.

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

En ce qui concerne le dividende sur les actions ordinaires déclaré le 3 mai 2019, le taux de participation des actionnaires ordinaires au RRD s'est établi à environ 34 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 238 millions de dollars en actions ordinaires aux termes de ce régime. Depuis le début de l'exercice 2019, le taux de participation des actionnaires ordinaires s'est établi à environ 33 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de dividendes de 464 millions de dollars.

DIVIDENDES

Le 31 juillet 2019, nous avons déclaré des dividendes trimestriels sur nos actions ordinaires de 0,75 \$ par action, payables le 31 octobre 2019 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 septembre 2019.

INFORMATION SUR LES ACTIONS

Le 29 juillet 2019, nous avons 929 millions d'actions ordinaires émises et en circulation et 11 millions d'options en cours permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 7 millions qui pouvaient être exercées.

FACILITÉS DE CRÉDIT

Nous avons recours à plusieurs facilités de crédit confirmées pour appuyer nos programmes de papier commercial et nous procurer les liquidités à court terme nécessaires pour répondre aux besoins généraux de l'entreprise. En outre, nous disposons de facilités de crédit à vue qui sont aussi utilisées à des fins générales, notamment l'émission de lettres de crédit et le dégagement de liquidités additionnelles.

Au 29 juillet 2019, nous disposions de facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisant 12,7 milliards de dollars, dont une tranche de 11,5 milliards de dollars est toujours disponible.

Au 29 juillet 2019, les sociétés qui nous sont liées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées supplémentaires dont le solde inutilisé s'élevait à 0,8 milliard de dollars.

Pour plus de renseignements sur le risque d'illiquidité, le risque de marché et les autres risques, voir la rubrique intitulée « Risques et instruments financiers ».

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Nos engagements au titre des dépenses en immobilisations ont augmenté d'environ 0,6 milliard de dollars depuis le 31 décembre 2018. Cette hausse, essentiellement attribuable à l'accroissement des engagements liés à la construction de Coastal GasLink, aux projets de croissance de Columbia et à la progression du projet Keystone XL, est contrebalancée en partie par la réalisation des engagements relatifs au réseau de NGTL et au pipeline White Spruce.

Il n'y a eu aucun autre changement important quant à nos obligations contractuelles au deuxième trimestre de 2019 ou aux paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices ou par la suite. Il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans notre rapport annuel de 2018 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

Risques et instruments financiers

Parce que nous sommes exposés au risque de marché et au risque de crédit lié aux contreparties, nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but d'atténuer l'incidence de ces risques sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionnariale. Les stratégies, politiques et limites aux fins de la gestion des risques sont conçues pour faire en sorte que les risques assumés par TransCanada et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance au risque.

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2018 pour un complément d'information sur les risques auxquels nos activités sont exposées. Nos risques n'ont pas changé de façon importante depuis le 31 décembre 2018.

En mai 2019, nous avons vendu le reste de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Cette transaction marque la fin de la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité dans cette région et atténue notre risque lié au prix des produits de base.

RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT

Nous avons recours à des emprunts à court terme et à long terme pour financer nos activités d'exploitation, ce qui nous expose au risque de taux d'intérêt. En règle générale, nous payons des intérêts à taux fixe sur notre dette à long terme et des intérêts à taux variable sur nos programmes de papier commercial et sur les montants prélevés sur nos facilités de crédit, et nous recevons des intérêts à taux variable sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus. Une petite partie de notre dette à long terme est assortie de taux d'intérêt variables. En outre, nous sommes exposés au risque de taux d'intérêt sur les instruments financiers et les obligations contractuelles qui comportent des composantes à taux variable. Nous avons recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options pour gérer ce risque.

RISQUE DE CHANGE

Étant donné que nous dégageons des produits et engageons des charges qui sont libellés dans des devises autres que le dollar canadien, notre résultat et nos flux de trésorerie sont exposés aux fluctuations du change.

Une partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US, mais, comme nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne peut influencer sur notre bénéfice net. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. Une partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US. Pour le reste, les risques sont gérés activement pour un an au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change, mais l'exposition naturelle subsiste par la suite.

Taux de change moyen – Conversion de dollars américains en dollars canadiens

Le taux de change moyen sur la conversion de un dollar américain en dollars canadiens s'est établi comme suit :

trimestre clos le 30 juin 2019	1,34
trimestre clos le 30 juin 2018	1,29
<hr/>	
semestre clos le 30 juin 2019	1,33
semestre clos le 30 juin 2018	1,28

L'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis et au Mexique est en partie enrayée par les intérêts sur la dette libellée en dollars US, comme le montre le tableau ci-après. Le BAII comparable est une mesure non conforme aux PCGR.

Principaux montants libellés en dollars US

(en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis	496	418	1 091	931
BAII comparable des gazoducs au Mexique ¹	114	114	227	244
BAII comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	298	185	588	387
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur libellés en dollars US	(328)	(332)	(659)	(646)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	9	3	15	6
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction libellée en dollars US	36	72	108	139
Participations sans contrôle et autres comparables libellés en dollars US	(47)	(65)	(128)	(145)
	578	395	1 242	916

1 Exclut les intérêts débiteurs sur le prêt intersociétés lié à Sur de Texas, qui est compensé dans les intérêts créditeurs et autres.

Couvertures de l'investissement net

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir une partie de notre investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

Nous sommes exposés au risque de crédit lié aux contreparties en ce qui a trait :

- à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie;
- aux débiteurs;
- aux actifs destinés à la vente;
- à la juste valeur des actifs dérivés;
- à un prêt consenti.

Nous surveillons les contreparties et passons en revue les débiteurs régulièrement. Nous constatons une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Au 30 juin 2019, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante, aucune concentration importante du risque de crédit et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Nous sommes exposés à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers puisque ces derniers offrent des facilités de dépôt au comptant, nous fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour nous aider à gérer le risque lié aux contreparties et favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt.

RISQUE D'ILLIQUIDITÉ

Pour gérer notre risque d'illiquidité, nous établissons continuellement des prévisions des flux de trésorerie pour une période de 12 mois afin de nous assurer de disposer de suffisamment de soldes de trésorerie, de flux de trésorerie liés à l'exploitation, de facilités de crédit confirmées et à vue, ainsi que d'un accès aux marchés financiers pour respecter nos engagements au titre de l'exploitation, du financement et des dépenses en immobilisations, dans des conditions tant normales que difficiles.

PRÊT À UNE SOCIÉTÉ LIÉE

Nous détenons une participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec IEnova pour la construction, la détention et l'exploitation du gazoduc Sur de Texas. Nous comptabilisons la participation dans la coentreprise comme une participation à la valeur de consolidation. En 2017, nous avons conclu avec la coentreprise une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains, qui porte intérêt à un taux variable et vient à échéance en mars 2022.

Au 30 juin 2019, notre bilan consolidé condensé comprenait un prêt de 20,3 milliards de pesos mexicains ou 1,4 milliard de dollars (18,9 milliards de pesos mexicains ou 1,3 milliard de dollars au 31 décembre 2018) consenti à la coentreprise Sur de Texas, ce qui représente la quote-part de TransCanada dans les besoins de financement par emprunt à long terme de la coentreprise. Les intérêts créditeurs et autres comprennent des intérêts créditeurs de 37 millions de dollars et de 72 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019 (29 millions de dollars et 56 millions de dollars en 2018) afférents à cette coentreprise et une quote-part correspondante des intérêts débiteurs est inscrite dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans notre secteur des gazoducs au Mexique.

INSTRUMENTS FINANCIERS

À l'exception des titres d'emprunt à long terme et des billets subordonnés de rang inférieur, les instruments financiers dérivés et non dérivés de la société sont constatés au bilan à leur juste valeur, sauf s'ils ont été conclus et qu'ils sont maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément à l'exemption relative aux achats et aux ventes habituels, et qu'ils sont documentés comme tels. De plus, la société n'est pas tenue de comptabiliser à la juste valeur les autres instruments financiers qui sont admissibles à certaines exemptions comptables.

Instruments dérivés

Nous utilisons des instruments dérivés pour réduire la volatilité associée aux fluctuations des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. Les instruments dérivés, y compris ceux qui sont admissibles et désignés pour la comptabilité de couverture, sont comptabilisés à la juste valeur.

La majeure partie des instruments dérivés qui ne sont pas désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture a été inscrite en tant que couvertures économiques et ceux-ci sont classés comme instruments détenus à des fins de transaction afin de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction sont constatées dans le bénéfice net de la période pendant laquelle elles surviennent. Pour cette raison, cela peut nous exposer à une variabilité accrue du résultat d'exploitation constaté, étant donné que la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction peut varier de façon considérable d'une période à l'autre.

Présentation des instruments dérivés au bilan

La présentation au bilan de la juste valeur des instruments dérivés s'établit comme suit :

(en millions de dollars)	30 juin 2019	31 décembre 2018
Autres actifs à court terme	313	737
Actifs incorporels et autres actifs	41	61
Créditeurs et autres	(232)	(922)
Autres passifs à long terme	(97)	(42)
	25	(166)

Gains (pertes) non réalisé(e)s et réalisé(e)s sur les instruments dérivés

Le sommaire ci-après n'inclut pas les couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers.

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de la période				
Produits de base ²	59	99	(29)	(10)
Change	87	(60)	207	(139)
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	80	19	187	129
Change	(30)	4	(59)	19
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(2)	(4)	(9)	(1)
Taux d'intérêt	—	—	—	1

- 1 Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre des produits de base sont inclus dans les produits. Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres.
- 2 Au cours des trimestres et des semestres clos les 30 juin 2019 et 2018, aucun gain ni aucune perte n'a été inclus dans le bénéfice net au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produirait pas.

Incidence des opérations de couverture de la juste valeur et de flux de trésorerie

Les tableaux suivants présentent les montants inscrits à l'état consolidé condensé des résultats et les postes visés en ce qui a trait à l'incidence d'opérations de couverture de la juste de valeur ou de flux de trésorerie.

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin			
	Produits (Énergie et stockage)		Intérêts débiteurs	
	2019	2018	2019	2018
Total présenté à l'état consolidé condensé des résultats	242	514	(588)	(558)
Couvertures de la juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt				
Éléments couverts	—	—	(5)	(22)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	—	—	—	(2)
Couvertures de flux de trésorerie				
Reclassement dans le bénéfice net des gains sur les instruments dérivés depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu ^{1,2}				
Contrats de taux d'intérêt	—	—	4	7
Contrats sur produits de base	—	2	—	—

- 1 Se reporter à nos états financiers consolidés condensés pour les composantes des autres éléments du résultat étendu liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris la partie attribuable aux participations sans contrôle.
- 2 Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

(en millions de dollars)	semestres clos les 30 juin			
	Produits (Énergie et stockage)		Intérêts débiteurs	
	2019	2018	2019	2018
Total présenté à l'état consolidé condensé des résultats	578	1 189	(1 174)	(1 085)
Couvertures de la juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt				
Éléments couverts	—	—	(11)	(42)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	—	—	(1)	(2)
Couvertures de flux de trésorerie				
Reclassement dans le bénéfice net des gains sur les instruments dérivés depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu ^{1, 2}				
Contrats de taux d'intérêt	—	—	8	12
Contrats sur produits de base	—	1	—	—

1 Se reporter à nos états financiers consolidés condensés pour les composantes des autres éléments du résultat étendu liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris la partie attribuable aux participations sans contrôle.

2 Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les instruments dérivés comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui pourraient exiger que nous fournissions des garanties si un événement lié au risque de crédit devait se produire (par exemple, si notre cote de crédit était révisée à la baisse à un niveau de catégorie spéculative). Il est également possible que nous devions fournir des garanties si la juste valeur des instruments financiers dérivés est supérieure à des seuils de risque prédéfinis.

Compte tenu des contrats en vigueur et des prix du marché au 30 juin 2019, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 6 millions de dollars (6 millions de dollars au 31 décembre 2018), et aucune garantie n'avait été fournie dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 juin 2019, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties de 6 millions de dollars (6 millions de dollars au 31 décembre 2018). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

Nous disposons de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de lignes de crédit bancaire renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

Autres renseignements

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information au 30 juin 2019, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Elle a conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable.

Il ne s'est produit aucun changement dans notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au deuxième trimestre de 2019 qui a eu ou qui est susceptible d'avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES ET MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR des États-Unis, nous devons faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur comptabilisation, parce que ces postes peuvent dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons preuve du meilleur jugement possible pour établir ces estimations et hypothèses. Nous évaluons aussi régulièrement les actifs et les passifs en tant que tels. Notre rapport annuel de 2018 renferme une synthèse de nos estimations comptables critiques.

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2018, exception faite de ce qui est décrit ci-après. Notre rapport annuel de 2018 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

Modifications de conventions comptables pour 2019

Contrats de location

En février 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des contrats de location. Les nouvelles directives modifient la définition de ce qui constitue un contrat de location de telle sorte que, pour qu'un arrangement soit considéré comme un contrat de location, le preneur à bail doit avoir 1) le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation de l'actif loué et 2) le droit d'en diriger l'utilisation. Les nouvelles directives établissent aussi un modèle fondé sur le droit d'utilisation selon lequel le preneur à bail doit comptabiliser, au bilan, un actif lié au droit d'utilisation et une obligation locative correspondante pour tous les contrats de location dont la durée est supérieure à douze mois. Les contrats de location seront classés en tant que contrats de location-financement ou de location simple, le classement se répercutant sur le mode de comptabilisation des charges dans l'état consolidé des résultats. Les nouvelles directives n'apportent pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur.

Les nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et elles ont été appliquées à l'aide d'un allègement transitoire facultatif qui a permis aux entités d'appliquer pour la première fois la nouvelle norme en matière de contrats de location à l'adoption (le 1^{er} janvier 2019) et de comptabiliser un ajustement cumulatif aux bénéfices non répartis d'ouverture dans la période au cours de laquelle l'adoption est survenue. Cette option de transition a dispensé la société d'appliquer les nouvelles directives, y compris les obligations d'information, aux périodes comparatives qu'elle présente.

La société a opté pour les mesures de simplification et des exemptions disponibles à l'adoption qui lui permettent :

- de ne pas réévaluer les conclusions antérieures sur les contrats de location existants concernant l'identification et le classement des contrats de location ainsi que les coûts directs initiaux selon la nouvelle norme;
- de reporter prospectivement le classement des contrats de location historiques et le traitement comptable qui se rapporte aux servitudes afférentes aux contrats existants;
- de ne pas comptabiliser d'actifs au titre de droits d'utilisation ni d'obligations locatives pour ce qui est des contrats de location qui sont admissibles à l'exemption relative à la comptabilisation des contrats de location à court terme;
- de ne pas séparer les composantes locatives des composantes non locatives pour tous les contrats de location pour lesquels la société est le preneur à bail et pour les installations et les réservoirs de liquides des terminaux dont elle est le bailleur;
- de recourir à des connaissances a posteriori pour déterminer la durée du contrat de location et de soumettre les actifs au titre de droits d'utilisation à un test de dépréciation.

Les nouvelles directives ont eu une incidence importante sur le bilan consolidé condensé de la société, sans toutefois avoir d'incidence sur ses états consolidés condensés des résultats et des flux de trésorerie. Les répercussions les plus importantes ont trait à la comptabilisation des actifs au titre de droits d'utilisation et des obligations locatives afférents aux contrats de location-exploitation ainsi qu'à la présentation de nouvelles informations importantes à fournir concernant les activités locatives de la société. Il y a lieu de se reporter à nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information sur l'incidence de l'adoption des nouvelles directives ainsi que sur les conventions comptables mises à jour de la société eu égard aux contrats de location.

Des hypothèses et jugements importants ont été utilisés lors de l'application des nouvelles directives pour déterminer ce qui suit :

- si un contrat contient un contrat de location;
- la durée du contrat de location, compte tenu des options de renouvellement pouvant être exercées. La durée de l'ensemble des contrats de location de la société tient compte du temps pour lequel le contrat de location est non résiliable et des intervalles supplémentaires visés par une option de prolongation (ou de non-résiliation) du contrat de location que la société a la certitude raisonnable d'exercer ou une option de prolongation (ou de non-résiliation) du contrat de location que contrôle le bailleur;
- le taux d'actualisation du contrat de location.

Évaluation de la juste valeur

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient certaines obligations d'information ayant trait à l'évaluation de la juste valeur. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, mais l'adoption anticipée d'une partie ou de la totalité des exigences est permise. La société a choisi d'adopter ces directives à compter du premier trimestre de 2019. Ces directives ont été appliquées rétrospectivement et n'ont eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Modifications comptables futures

Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers

En juin 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient considérablement la façon dont les entités évaluent les pertes sur créances découlant de la plupart des actifs financiers et de certains autres instruments financiers qui ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Ces nouvelles directives modifient le modèle de dépréciation des instruments financiers, le faisant reposer sur les pertes attendues plutôt que sur les pertes subies. Les pertes sur créances attendues seront comptabilisées au moyen d'une provision plutôt qu'à titre de radiation directe de la fraction non amortie du coût. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, seront mises en application selon une approche rétrospective modifiée. La société a relevé quels actifs sont visés par la nouvelle norme et elle a commencé à colliger les informations relatives aux pertes sur créances. Les processus en cours font l'objet d'une évaluation afin de déterminer si, par conséquent, des changements doivent être apportés. Nous continuons d'évaluer l'incidence de leur adoption et nous n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Régimes de retraite à prestations déterminées

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives qui viennent modifier et préciser les obligations d'information concernant les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2021 et seront appliquées rétrospectivement, mais l'adoption anticipée est permise. Nous sommes actuellement à évaluer le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Coûts de mise en œuvre des ententes d'informatique en nuage

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives obligeant une entité partie à une entente d'hébergement qui constitue un contrat de service à suivre les directives applicables aux logiciels pour utilisation à l'interne afin de déterminer les coûts de mise en œuvre qui doivent être capitalisés et ceux qui doivent être comptabilisés en charges. Selon les directives, l'entité doit aussi amortir les coûts de mise en œuvre capitalisés relativement à une entente d'hébergement sur la durée de celle-ci. Les directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, mais l'adoption anticipée est permise. Ces directives peuvent s'appliquer rétrospectivement ou prospectivement à tous les coûts de mise en œuvre engagés suivant la date de l'adoption. Nous évaluons actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et nous n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Consolidation

En octobre 2018, le FASB a publié de nouvelles directives visant à déterminer si les honoraires versés aux décideurs et aux prestataires de services constituent des droits variables pour les participations indirectes détenues par l'intermédiaire de parties liées sous contrôle commun. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020 et s'appliqueront de façon rétrospective, mais l'adoption anticipée est permise. La société ne prévoit pas que l'adoption de ces nouvelles directives aura une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2019			2018			2017	
	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier	Troisième	Deuxième
Produits	3 372	3 487	3 904	3 156	3 195	3 424	3 617	3 195
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 125	1 004	1 092	928	785	734	861	612
Résultat comparable	924	987	946	902	768	864	719	614
Données par action								
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	1,21 \$	1,09 \$	1,19 \$	1,02 \$	0,88 \$	0,83 \$	0,98 \$	0,70 \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,00 \$	1,07 \$	1,03 \$	1,00 \$	0,86 \$	0,98 \$	0,82 \$	0,70 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,75 \$	0,75 \$	0,69 \$	0,69 \$	0,69 \$	0,69 \$	0,625 \$	0,625 \$

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEUR

Les produits et le bénéfice net fluctuent parfois d'un trimestre à l'autre. Les causes de ces fluctuations varient selon le secteur d'activité.

Dans les secteurs des gazoducs au Canada, des gazoducs aux États-Unis et des gazoducs au Mexique, les produits et le bénéfice net trimestriels sont en général relativement stables au cours d'un même exercice, sauf que les volumes de production à court terme de nos gazoducs aux États-Unis sont soumis à des variations saisonnières. À long terme, cependant, les produits et le bénéfice net trimestriels fluctuent pour les raisons suivantes :

- des décisions en matière de réglementation;
- des règlements négociés avec les expéditeurs;
- la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation.

Dans le secteur des pipelines de liquides, les produits et le bénéfice net sont fonction des contrats de transport et des services de transport sur le marché au comptant ne faisant pas l'objet de contrats ainsi que des activités de commercialisation de liquides. De plus, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des décisions en matière de réglementation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- de la demande de services de transport ne faisant pas l'objet de contrats;
- des activités de commercialisation de liquides;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de certains ajustements de la juste valeur.

Dans le secteur de l'énergie et du stockage, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des conditions météorologiques;
- de la demande des clients;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;

- des acquisitions et des désinvestissements;
- des prix du marché pour le gaz naturel et l'électricité;
- des paiements de capacité et des prix de capacité;
- des arrêts d'exploitation prévus et imprévus;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de certains ajustements de la juste valeur.

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE PAR TRIMESTRE

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR et non conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne tiennent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée.

Du résultat comparable sont exclus les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés. Ces instruments dérivés constituent généralement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Par conséquent, nous imputons les variations de la juste valeur au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2019 sont également exclus :

- un gain de 54 millions de dollars, après les impôts, sur la vente de notre centrale de Coolidge;
- une économie d'impôts reportés de 32 millions de dollars découlant de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta qui s'applique à nos entreprises canadiennes qui ne sont pas assujetties à la comptabilité des activités à tarifs réglementés;
- un gain de 6 millions de dollars, après les impôts, découlant de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2019 est également exclu :

- une perte de 12 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2018 sont également exclus :

- un gain de 143 millions de dollars après les impôts lié à la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne;
- un recouvrement d'impôts reportés de 115 millions de dollars découlant de la radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse par suite des mesures de la FERC de 2018;
- un recouvrement d'impôts reportés de 52 millions de dollars lié à la finalisation de l'incidence de la réforme fiscale aux États-Unis;
- un recouvrement d'impôts de 27 millions de dollars lié à la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- un bénéfice de 25 millions de dollars après les impôts lié à la résiliation des contrats liant Bison;
- une charge de dépréciation de 140 millions de dollars après les impôts se rapportant à Bison;
- une charge de dépréciation de 15 millions de dollars après les impôts de l'écart d'acquisition de Tuscarora;
- une perte de 7 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2018 est également exclu :

- un gain de 8 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2018 est également exclue :

- une perte de 11 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2018 est également exclu :

- un gain de 6 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, essentiellement attribuable au produit comptabilisé sur la vente de nos contrats de vente au détail.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2017 sont également exclus :

- un recouvrement d'impôts reportés de 804 millions de dollars lié à la réforme fiscale aux États-Unis;
- un gain de 136 millions de dollars après les impôts au titre de la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario;
- un gain net de 64 millions de dollars après les impôts au titre de la monétisation de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis;
- une charge de dépréciation de 954 millions de dollars après les impôts attribuable au pipeline Énergie Est et aux projets connexes faisant suite à notre décision de ne pas présenter de demande relativement à ces projets;
- une charge de 9 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2017 sont également exclus :

- une perte supplémentaire nette de 12 millions de dollars au titre de la monétisation de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis;
- une charge de 30 millions de dollars, après les impôts, correspondant aux coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 8 millions de dollars, après les impôts, liée aux frais de maintenance des actifs de Keystone XL.

État consolidé condensé des résultats

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Produits				
Gazoducs – Canada	956	954	1 923	1 838
Gazoducs – États-Unis	1 211	930	2 515	2 021
Gazoducs – Mexique	152	153	304	304
Pipelines de liquides	811	644	1 539	1 267
Énergie et stockage	242	514	578	1 189
	3 372	3 195	6 859	6 619
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	206	265	361	345
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	907	822	1 836	1 696
Achats de produits de base revendus	114	324	366	921
Impôts fonciers	181	152	368	302
Amortissement	621	570	1 229	1 105
	1 823	1 868	3 799	4 024
Gain sur la vente d'actifs	68	—	68	—
Charges financières				
Intérêts débiteurs	588	558	1 174	1 085
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(99)	(113)	(238)	(218)
Intérêts créditeurs et autres charges	(106)	92	(269)	29
	383	537	667	896
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 440	1 055	2 822	2 044
Charge d'impôts				
Exigibles	112	89	272	139
Reportés	105	64	181	135
	217	153	453	274
Bénéfice net	1 223	902	2 369	1 770
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	57	76	158	170
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 166	826	2 211	1 600
Dividendes sur les actions privilégiées	41	41	82	81
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 125	785	2 129	1 519
Bénéfice net par action ordinaire				
De base et dilué	1,21 \$	0,88 \$	2,30 \$	1,70 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	927	896	924	892
Dilué	928	896	925	893

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé du résultat étendu

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les		semestres clos les	
	30 juin	30 juin	30 juin	30 juin
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice net	1 223	902	2 369	1 770
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice				
Pertes et gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(385)	259	(755)	691
Reclassement des gains de conversion sur l'investissement net à la cession d'établissements étrangers	(9)	—	(9)	—
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	13	(13)	33	(15)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(42)	(2)	(59)	5
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	3	7	6	10
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	2	2	5	—
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3	6	4	12
Autres éléments du résultat étendu	(415)	259	(775)	703
Résultat étendu	808	1 161	1 594	2 473
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	16	116	77	276
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	792	1 045	1 517	2 197
Dividendes sur les actions privilégiées	41	41	82	81
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	751	1 004	1 435	2 116

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	1 223	902	2 369	1 770
Amortissement	621	570	1 229	1 105
Impôts reportés	105	64	181	135
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(206)	(265)	(361)	(345)
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	272	231	549	465
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges	(33)	(3)	(30)	—
Gain sur la vente d'actifs	(68)	—	(68)	—
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(55)	(79)	(149)	(157)
(Gains non réalisés) pertes non réalisées sur les instruments financiers	(146)	(39)	(178)	149
Autres	(38)	63	(60)	(59)
Diminution du fonds de roulement d'exploitation	47	361	189	154
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 722	1 805	3 671	3 217
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 571)	(2 337)	(3 593)	(4 039)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(217)	(76)	(381)	(112)
Apport aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(175)	(184)	(320)	(542)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	591	—	591	—
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	66	—	186	121
Montants reportés et autres	(55)	(16)	(81)	94
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 361)	(2 613)	(3 598)	(4 478)
Activités de financement				
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(956)	(1 327)	1 896	485
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	997	3 240	1 021	3 333
Remboursements sur la dette à long terme	(126)	(808)	(1 834)	(2 034)
Dividendes sur les actions ordinaires	(466)	(380)	(885)	(738)
Dividendes sur les actions privilégiées	(40)	(39)	(80)	(78)
Distributions aux participations sans contrôle	(58)	(48)	(114)	(117)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	91	445	159	785
Parts de société en nom collectif de TC Pipelines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	—	49
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(558)	1 083	163	1 685
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(9)	28	(16)	57
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(206)	303	220	481
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	872	1 267	446	1 089
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	666	1 570	666	1 570

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Bilan consolidé condensé

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2019	31 décembre 2018
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	666	446
Débiteurs	2 057	2 535
Stocks	442	431
Actifs destinés à la vente	1 655	543
Autres	856	1 180
	5 676	5 135
Immobilisations corporelles , déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 26 575 \$ et 25 834 \$	66 685	66 503
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	6 675	7 113
Actifs réglementaires	1 471	1 548
Écart d'acquisition	13 013	14 178
Prêt à une société liée	1 384	1 315
Actifs incorporels et autres actifs	2 087	1 921
Placements restreints	1 438	1 207
	98 429	98 920
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	4 568	2 762
Créditeurs et autres	4 327	5 408
Dividendes à payer	709	668
Intérêts courus	585	646
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	2 777	3 462
	12 966	12 946
Passifs réglementaires	3 976	3 930
Autres passifs à long terme	1 513	1 008
Passifs d'impôts reportés	5 965	6 026
Dette à long terme	35 116	36 509
Billets subordonnés de rang inférieur	7 261	7 508
	66 797	67 927
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	23 795	23 174
Émises et en circulation : 30 juin 2019 – 929 millions d'actions 31 décembre 2018 – 918 millions d'actions		
Actions privilégiées	3 980	3 980
Surplus d'apport	5	17
Bénéfices non répartis	3 534	2 773
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(1 300)	(606)
Participations assurant le contrôle	30 014	29 338
Participations sans contrôle	1 618	1 655
	31 632	30 993
	98 429	98 920

Éventualités et garanties (note 14)

Entités à détenteurs de droits variables (note 15)

Événements postérieurs à la date de clôture (notes 6 et 16)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Actions ordinaires				
Solde au début de la période	23 466	21 703	23 174	21 167
Actions émises :				
Dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché, déduction faite des frais d'émission	—	439	—	766
Aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	228	236	444	431
À l'exercice d'options sur actions	101	7	177	21
Solde à la fin de la période	23 795	22 385	23 795	22 385
Actions privilégiées				
Solde au début et à la fin de la période	3 980	3 980	3 980	3 980
Surplus d'apport				
Solde au début de la période	11	10	17	—
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	(6)	2	(12)	5
Incidence de dilution des parts de TC PipeLines, LP émises	—	—	—	7
Solde à la fin de la période	5	12	5	12
Bénéfices non répartis				
Solde au début de la période	3 106	1 859	2 773	1 623
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 166	826	2 211	1 600
Dividendes sur les actions ordinaires	(696)	(624)	(1 389)	(1 238)
Dividendes sur les actions privilégiées	(42)	(41)	(61)	(60)
Ajustement de l'incidence fiscale du transfert d'actifs à TC Pipelines, LP	—	—	—	95
Solde à la fin de la période	3 534	2 020	3 534	2 020
Cumul des autres éléments du résultat étendu				
Solde au début de la période	(926)	(1 353)	(606)	(1 731)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	(374)	219	(694)	597
Solde à la fin de la période	(1 300)	(1 134)	(1 300)	(1 134)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	30 014	27 263	30 014	27 263
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle				
Solde au début de la période	1 660	1 981	1 655	1 852
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	57	76	158	170
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	(41)	40	(81)	106
Émission de parts de TC PipeLines, LP				
Produit, déduction faite des frais d'émission	—	—	—	49
Diminution de la participation de TC Énergie dans TC PipeLines, LP	—	—	—	(9)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(58)	(44)	(114)	(115)
Solde à la fin de la période	1 618	2 053	1 618	2 053
Total des capitaux propres	31 632	29 316	31 632	29 316

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés condensés (non audité)

1. Règles de présentation

Le 3 mai 2019, TransCanada Corporation a changé sa dénomination pour celle de Corporation TC Énergie Corporation (« TC Énergie » ou la « société »). Le secteur Énergie qui a été présenté antérieurement a été renommé le secteur Énergie et stockage depuis le premier trimestre de 2019.

Les présents états financiers consolidés condensés de TC Énergie ont été dressés par la direction conformément aux PCGR des États-Unis. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont définies dans les états financiers consolidés audités annuels de TC Énergie pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, sauf ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ». Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans les états financiers consolidés audités de 2018 contenus dans le rapport annuel de 2018 de TC Énergie.

Ces états financiers consolidés condensés tiennent compte de tous les ajustements récurrents habituels, qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes respectives. Les présents états financiers consolidés condensés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers consolidés audités de 2018 compris dans le rapport annuel de 2018 de TC Énergie. Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour en permettre le rapprochement avec ceux de la période considérée.

Les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice dans les secteurs des gazoducs de la société en raison du moment des décisions de réglementation et des fluctuations saisonnières du débit à court terme des gazoducs aux États-Unis. De plus, les résultats de la période intermédiaire pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice du secteur des pipelines de liquides de la société en raison des fluctuations du débit du réseau d'oléoducs Keystone et des activités de commercialisation. Les résultats des périodes intermédiaires pourraient également ne pas refléter les résultats de l'exercice dans le secteur de l'énergie et du stockage de la société en raison de l'incidence des conditions météorologiques saisonnières sur la demande des clients et les prix du marché pour certaines des participations de la société dans des centrales électriques et des installations de stockage de gaz non réglementées.

RECOURS À DES ESTIMATIONS ET AU JUGEMENT

Pour dresser les états financiers, TC Énergie doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés condensés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société décrites dans les états financiers consolidés audités annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2018, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ».

2. Modifications comptables

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES POUR 2019

Contrats de location

En février 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des contrats de location. Les nouvelles directives modifient la définition de ce qui constitue un contrat de location de telle sorte que, pour qu'un arrangement soit considéré comme un contrat de location, le preneur à bail doit avoir 1) le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation de l'actif loué et 2) le droit d'en diriger l'utilisation pour qu'un arrangement soit considéré comme un contrat de location. Les nouvelles directives établissent aussi un modèle fondé sur le droit d'utilisation selon lequel le preneur à bail doit comptabiliser, au bilan, un actif lié au droit d'utilisation et une obligation locative correspondante pour tous les contrats de location dont la durée est supérieure à douze mois. Les contrats de location seront classés en tant que contrats de location-financement ou de location simple, le classement se répercutant sur le mode de comptabilisation des charges dans l'état consolidé des résultats. Les nouvelles directives n'apportent pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur.

Les nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et elles ont été appliquées à l'aide d'un allègement transitoire facultatif qui a permis aux entités d'appliquer pour la première fois la nouvelle norme en matière de contrats de location à l'adoption (le 1^{er} janvier 2019) et de comptabiliser un ajustement cumulatif aux bénéfices non répartis d'ouverture dans la période au cours de laquelle l'adoption est survenue. Cette option de transition a dispensé la société d'appliquer les nouvelles directives, y compris les obligations d'information, aux périodes comparatives qu'elle présente.

La société a opté pour les mesures de simplification et des exemptions disponibles à l'adoption lui permettent :

- de ne pas réévaluer les conclusions antérieures sur les contrats de location existants concernant l'identification et le classement des contrats de location ainsi que les coûts directs initiaux selon la nouvelle norme;
- de reporter prospectivement le classement des contrats de location historiques et le traitement comptable qui se rapporte aux servitudes afférentes aux contrats existants;
- de ne pas comptabiliser d'actifs au titre de droits d'utilisation ni d'obligations locatives pour ce qui est des contrats de location qui sont admissibles à l'exemption relative à la comptabilisation des contrats de location à court terme;
- de ne pas séparer les composantes locatives des composantes non locatives pour tous les contrats de location pour lesquels la société est le preneur à bail et pour les installations et les réservoirs de liquides des terminaux dont elle est le bailleur;
- de recourir à des connaissances a posteriori pour déterminer la durée du contrat de location et de soumettre les actifs au titre de droits d'utilisation à un test de dépréciation.

Les nouvelles directives ont eu une incidence importante sur le bilan consolidé condensé de la société, sans toutefois avoir d'incidence sur ses états consolidés condensés des résultats et des flux de trésorerie. Les répercussions les plus importantes ont trait à la comptabilisation des actifs au titre de droits d'utilisation et des obligations locatives afférents aux contrats de location-exploitation ainsi qu'à la présentation de nouvelles informations importantes à fournir concernant les activités locatives de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Contrats de location » pour un complément d'information sur l'incidence de l'adoption des nouvelles directives ainsi que sur les conventions comptables mises à jour de la société eu égard aux contrats de location.

Des hypothèses et jugements importants ont été utilisés lors de l'application des nouvelles directives pour déterminer ce qui suit :

- si un contrat contient un contrat de location;
- la durée du contrat de location, compte tenu des options de renouvellement pouvant être exercées. La durée de l'ensemble des contrats de location de la société tient compte du temps pour lequel le contrat de location est non résiliable et des intervalles supplémentaires visés par une option de prolongation (ou de non résiliation) du contrat de location que la société a la certitude raisonnable d'exercer ou une option de prolongation (ou de non résiliation) du contrat de location que contrôle le bailleur;
- le taux d'actualisation du contrat de location.

Évaluation de la juste valeur

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient certaines obligations d'information ayant trait à l'évaluation de la juste valeur. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, mais l'adoption anticipée d'une partie ou de la totalité des exigences est permise. La société a choisi d'adopter ces directives à compter du premier trimestre de 2019. Ces directives ont été appliquées rétrospectivement et n'ont eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers

En juin 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient considérablement la façon dont les entités évaluent les pertes sur créances découlant de la plupart des actifs financiers et de certains autres instruments financiers qui ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Ces nouvelles directives modifient le modèle de dépréciation des instruments financiers, le faisant reposer sur les pertes attendues plutôt que sur les pertes subies. Les pertes sur créances attendues seront comptabilisées au moyen d'une provision plutôt qu'à titre de radiation directe de la fraction non amortie du coût. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, seront mises en application selon une approche rétrospective modifiée. La société a relevé quels actifs sont visés par la nouvelle norme et elle a commencé à colliger les informations relatives aux pertes sur créances. Les processus en cours font l'objet d'une évaluation afin de déterminer si, par conséquent, des changements doivent être apportés. La société continue d'évaluer l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Régimes de retraite à prestations déterminées

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives qui viennent modifier et préciser les obligations d'information concernant les régimes de retraite à prestations déterminées et d'avantages postérieurs au départ à la retraite. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2021 et seront appliquées rétrospectivement, mais l'adoption anticipée est permise. La société évalue actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Coûts de mise en œuvre des ententes d'informatique en nuage

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives obligeant une entité partie à une entente d'hébergement qui constitue un contrat de service à suivre les directives applicables aux logiciels pour utilisation à l'interne afin de déterminer les coûts de mise en œuvre qui doivent être capitalisés et ceux qui doivent être comptabilisés en charges. Selon les directives, l'entité doit aussi amortir les coûts de mise en œuvre capitalisés relativement à une entente d'hébergement sur la durée de celle-ci. Les directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, mais l'adoption anticipée est permise. Ces directives peuvent s'appliquer rétrospectivement ou prospectivement à tous les coûts de mise en œuvre engagés suivant la date de l'adoption. La société évalue actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Consolidation

En octobre 2018, le FASB a publié de nouvelles directives visant à déterminer si les honoraires versés aux décideurs et aux prestataires de services constituent des droits variables pour les participations indirectes détenues par l'intermédiaire de parties liées sous contrôle commun. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020 et s'appliqueront de façon rétrospective, mais l'adoption anticipée est permise. La société ne prévoit pas que l'adoption de ces nouvelles directives auront une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

3. Informations sectorielles

trimestre clos le 30 juin 2019							
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage¹	Siège social²	Total
Produits	956	1 211	152	811	242	—	3 372
Produits intersectoriels	—	41	—	—	6	(47) ³	—
	956	1 252	152	811	248	(47)	3 372
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3	60	4	14	137	(12) ⁴	206
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(362)	(372)	(14)	(167)	(36)	44 ³	(907)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(114)	—	(114)
Impôts fonciers	(69)	(84)	—	(27)	(1)	—	(181)
Amortissement	(286)	(193)	(29)	(89)	(24)	—	(621)
Gain à la vente d'actifs	—	—	—	—	68	—	68
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	242	663	113	542	278	(15)	1 823
Intérêts débiteurs							(588)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							99
Intérêts créditeurs et autres ⁴							106
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							1 440
Charge d'impôts							(217)
Bénéfice net							1 223
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(57)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							1 166
Dividendes sur les actions privilégiées							(41)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							1 125

1 Auparavant, le secteur Énergie.

2 Comprend les éliminations intersectorielles.

3 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

4 Le bénéfice tiré (la perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend les pertes de change réalisées sur le prêt intersociétés qu'a consenti la société à Sur de Texas. Les gains de change compensatoires sur le prêt intersociétés sont portés dans les intérêts créditeurs et autres. Le prêt libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas représente la quote-part de la société dans le financement par emprunt à long terme de cette coentreprise.

trimestre clos le 30 juin 2018							
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage¹	Siège social²	Total
Produits	954	930	153	644	514	—	3 195
Produits intersectoriels	—	56	—	—	5	(61) ³	—
	954	986	153	644	519	(61)	3 195
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3	59	1	13	102	87 ⁴	265
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(341)	(288)	(12)	(155)	(72)	46 ³	(822)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(324)	—	(324)
Impôts fonciers	(71)	(53)	—	(27)	(1)	—	(152)
Amortissement	(265)	(163)	(24)	(85)	(33)	—	(570)
Bénéfice sectoriel	280	541	118	390	191	72	1 592
Intérêts débiteurs							(558)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							113
Intérêts créditeurs et autres ⁴							(92)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							1 055
Charge d'impôts							(153)
Bénéfice net							902
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(76)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							826
Dividendes sur les actions privilégiées							(41)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							785

1 Auparavant, le secteur Énergie.

2 Comprend les éliminations intersectorielles.

3 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

4 Le bénéfice tiré (la perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend les pertes de change réalisées sur le prêt intersociétés qu'a consenti la société à Sur de Texas. Les gains de change compensatoires sur le prêt intersociétés sont portés dans les intérêts créditeurs et autres. Le prêt libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas représente la quote-part de la société dans le financement par emprunt à long terme de cette coentreprise.

semestre clos le 30 juin 2019							
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage¹	Siège social²	Total
Produits	1 923	2 515	304	1 539	578	—	6 859
Produits intersectoriels	—	83	—	—	11	(94) ³	—
	1 923	2 598	304	1 539	589	(94)	6 859
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4	136	10	28	209	(26) ⁴	361
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(705)	(734)	(26)	(333)	(124)	86 ³	(1 836)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(366)	—	(366)
Impôts fonciers	(138)	(172)	—	(55)	(3)	—	(368)
Amortissement	(573)	(373)	(59)	(177)	(47)	—	(1 229)
Gain sur la vente d'actifs	—	—	—	—	68	—	68
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	511	1 455	229	1 002	326	(34)	3 489
Intérêts débiteurs							(1 174)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							238
Intérêts créditeurs et autres ⁴							269
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							2 822
Charge d'impôts							(453)
Bénéfice net							2 369
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(158)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							2 211
Dividendes sur les actions privilégiées							(82)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							2 129

1 Auparavant, le secteur Énergie.

2 Comprend les éliminations intersectorielles.

3 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

4 Le bénéfice tiré (la perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend les pertes de change réalisées sur le prêt intersociétés qu'a consenti la société à Sur de Texas. Les gains de change compensatoires sur le prêt intersociétés sont portés dans les intérêts créditeurs et autres. Le prêt libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas représente la quote-part de la société dans le financement par emprunt à long terme de cette coentreprise.

semestre clos le 30 juin 2018							
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage¹	Siège social²	Total
Produits	1 838	2 021	304	1 267	1 189	—	6 619
Produits intersectoriels	—	81	—	—	47	(128) ³	—
	1 838	2 102	304	1 267	1 236	(128)	6 619
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	6	126	12	28	165	8 ⁴	345
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(664)	(612)	(14)	(346)	(171)	111 ³	(1 696)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(921)	—	(921)
Impôts fonciers	(141)	(108)	—	(50)	(3)	—	(302)
Amortissement	(506)	(319)	(47)	(168)	(65)	—	(1 105)
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	533	1 189	255	731	241	(9)	2 940
Intérêts débiteurs							(1 085)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							218
Intérêts créditeurs et autres ⁴							(29)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							2 044
Charge d'impôts							(274)
Bénéfice net							1 770
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(170)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							1 600
Dividendes sur les actions privilégiées							(81)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							1 519

1 Auparavant, le secteur Énergie.

2 Comprend les éliminations intersectorielles.

3 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

4 Le bénéfice tiré (la perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend les pertes de change réalisées sur le prêt intersociétés qu'a consenti la société à Sur de Texas. Les gains de change compensatoires sur le prêt intersociétés sont portés dans les intérêts créditeurs et autres. Le prêt libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas représente la quote-part de la société dans le financement par emprunt à long terme de cette coentreprise.

TOTAL DE L'ACTIF PAR SECTEUR

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2019	31 décembre 2018
Gazoducs – Canada	19 749	18 407
Gazoducs – États-Unis	42 821	44 115
Gazoducs – Mexique	6 912	7 058
Pipelines de liquides	17 022	17 352
Énergie et stockage	7 761	8 475
Siège social	4 164	3 513
	98 429	98 920

4. Produits

VENTILATION DES PRODUITS

Les tableaux suivants présentent un sommaire du total des produits pour le trimestre et le semestre clos les 30 juin 2019 et 2018 :

trimestre clos le 30 juin 2019						
(non audité – en millions de dollars)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	956	1 032	151	617	—	2 756
Électricité	—	—	—	—	198	198
Stockage de gaz naturel et autres	—	154	1	1	14	170
	956	1 186	152	618	212	3 124
Autres produits ¹	—	25	—	193	30	248
	956	1 211	152	811	242	3 372

1 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location de la société. Ces ententes ne sont pas intégrées dans le champ d'application des directives portant sur les produits. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Contrats de location » et à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits tirés des contrats de location et des instruments financiers, respectivement.

trimestre clos le 30 juin 2018						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	954	785	152	513	—	2 404
Électricité	—	—	—	—	415	415
Stockage de gaz naturel et autres	—	118	1	—	31	150
	954	903	153	513	446	2 969
Autres produits ¹	—	27	—	131	68	226
	954	930	153	644	514	3 195

1 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location de la société. Ces ententes ne sont pas intégrées dans le champ d'application des directives portant sur les produits. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits tirés des instruments financiers.

semestre clos le 30 juin 2019

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	1 923	2 132	302	1 210	—	5 567
Électricité	—	—	—	—	541	541
Stockage de gaz naturel et autres	—	334	2	2	42	380
	1 923	2 466	304	1 212	583	6 488
Autres produits ¹	—	49	—	327	(5)	371
	1 923	2 515	304	1 539	578	6 859

1 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location de la société. Ces ententes ne sont pas intégrées dans le champ d'application des directives portant sur les produits. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Contrats de location » et à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits tirés des contrats de location et des instruments financiers, respectivement.

semestre clos le 30 juin 2018

(non audité – en millions de dollars)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	1 838	1 669	302	1 047	—	4 856
Électricité	—	—	—	—	1 005	1 005
Stockage de gaz naturel et autres	—	310	2	1	61	374
	1 838	1 979	304	1 048	1 066	6 235
Autres produits ¹	—	42	—	219	123	384
	1 838	2 021	304	1 267	1 189	6 619

1 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location de la société. Ces ententes ne sont pas intégrées dans le champ d'application des directives portant sur les produits. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits provenant des instruments financiers.

SOLDES DES CONTRATS

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2019	31 décembre 2018
Créances sur les contrats conclus avec des clients	1 223	1 684
Actifs sur contrats ¹	277	159
Actifs sur contrats à long terme ²	59	21
Passifs sur contrats ³	52	11
Passifs sur contrats à long terme ⁴	139	121

1 Les actifs sur contrats sont portés dans les autres actifs à court terme du bilan consolidé condensé.

2 Les actifs sur contrats à long terme sont portés dans les actifs incorporels et autres actifs du bilan consolidé condensé.

3 Les passifs sur contrats englobent des produits reportés, et ils sont portés dans les créditeurs et autres du bilan consolidé condensé. Au cours du semestre clos le 30 juin 2019, des produits de 6 millions de dollars ont été comptabilisés et inclus dans les passifs sur contrats à l'ouverture de la période.

4 Ces passifs tiennent compte des produits reportés, et ils sont portés dans les autres passifs à long terme du bilan consolidé condensé.

Les actifs sur contrats et les actifs sur contrats à long terme ont trait surtout au droit de la société aux produits générés par les services rendus mais non facturés à la date de présentation de l'information financière relativement aux contrats sur la capacité garantie à long terme des volumes de gaz naturel. Le changement apporté aux actifs sur contrats tient surtout au transfert vers les débiteurs lorsque ces droits deviennent inconditionnels et que le montant est facturé au client ainsi qu'à la comptabilisation de produits additionnels pour lesquels les montants doivent être facturés. Les passifs sur contrats et les passifs sur contrats à long terme se rapportent surtout aux paiements de frais fixes de capacité pour des causes de force majeure reçus relativement à des ententes de capacité à long terme conclus au Mexique.

PRODUITS FUTURS AFFECTÉS AUX OBLIGATIONS DE PRESTATION QUI RESTENT À REMPLIR

Ententes de capacité et transport

Au 30 juin 2019, les produits futurs au titre d'ententes de capacité relatives aux pipelines et de contrats de transport à long terme qui échoient jusqu'en 2045 se sont chiffrés à environ 29,6 milliards de dollars, dont une tranche de 3,0 milliards de dollars devrait être prise en compte avant la fin de 2019.

Production d'électricité

La société a contracté des contrats à long terme de production d'électricité s'étalant jusqu'en 2030. Les produits tirés de contrats de production d'électricité sont assortis d'une composante variable afférente aux prix du marché qui sont assujettis à des facteurs indépendants de la volonté de la société. Ces produits sont considérés comme étant très limités et ils sont pris en compte une fois par mois lorsque la société a rempli l'obligation de prestation.

Stockage de gaz naturel et autres

Au 30 juin 2019, les produits futurs découlant des contrats à long terme de stockage de gaz naturel et autres, qui s'échelonnent jusqu'en 2033, se sont établis à environ 1,6 milliard de dollars, dont une tranche d'environ 244 millions de dollars devrait être constatée avant la fin de 2019.

5. Impôts sur le bénéfice

Taux d'imposition effectifs

Les taux d'imposition effectifs pour les semestres clos les 30 juin 2019 et 2018 étaient de 16 % et de 13 % respectivement. Le taux d'imposition effectif supérieur en 2019 découle principalement des écarts inférieurs liés aux taux d'imposition étrangers atténués par des impôts transférés inférieurs relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada.

Pour faire suite à la réforme fiscale aux États-Unis, le Trésor américain et l'Internal Revenue Service des États-Unis ont publié des projets de règlements en novembre et décembre 2018 qui présentaient un encadrement administratif et précisaient certains aspects des nouvelles lois quant à la déductibilité des intérêts, à l'impôt anti-abus contre l'érosion de l'assiette fiscale, à la nouvelle déduction relative aux dividendes reçus et aux règles anti-entités hybrides. Ces projets de règlements sont à la fois complexes et exhaustifs. Une incertitude considérable continue de régner d'ici à ce que les règlements définitifs soient rendus publics, c'est-à-dire vers la fin de 2019. Si ces projets de règlement étaient adoptés en l'état actuel, ils ne devraient pas avoir d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Diminution du taux d'imposition en Alberta

Une diminution du taux d'imposition des sociétés en Alberta a été adoptée en juin 2019. En ce qui a trait aux entreprises canadiennes de la société qui ne sont pas assujetties à la comptabilité des activités à tarifs réglementés (la « CATR »), cette diminution s'est traduite par une baisse du montant net des passifs d'impôts reportés et un recouvrement d'impôts reportés de 32 millions de dollars. Pour ce qui est des entreprises canadiennes assujetties à la CATR, cette modification apportée au taux a donné lieu à une diminution du montant net des passifs d'impôts reportés et à celle des actifs réglementaires à long terme de 83 millions de dollars au bilan consolidé condensé au 30 juin 2019.

6. Actifs destinés à la vente

Actifs de Columbia Midstream

Le 2 juillet 2019, TC Énergie a conclu une entente visant la vente de certains actifs de Columbia Midstream à un tiers pour environ 1,3 milliard de dollars US avant les ajustements postérieurs à la clôture.

La vente devrait donner lieu à un gain de 20 millions de dollars avant les impôts (une perte de 130 millions de dollars après les impôts) qui tient compte d'un écart d'acquisition estimatif de 589 millions de dollars de Columbia attribué à ces actifs, lequel n'est pas déductible aux fins de l'impôt. Le gain et l'incidence fiscale connexe seront comptabilisés à la clôture de la transaction, qui devrait se réaliser au troisième trimestre de 2019. Cette vente ne comprend aucune participation dans Columbia Energy Ventures Company, l'entreprise d'exploitation des minéraux de la société située dans le bassin des Appalaches.

Au 30 juin 2019, les actifs et passifs connexes du secteur des gazoducs aux États-Unis étaient classés comme étant destinés à la vente comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)

Actifs destinés à la vente

Débiteurs	14
Autres actifs à court terme	1
Immobilisations corporelles	796
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	255
Écart d'acquisition	589

Total des actifs destinés à la vente	1 655
---	--------------

Passifs afférents aux actifs destinés à la vente

Créditeurs et autres	8
----------------------	---

Total des passifs afférents aux actifs destinés à la vente¹	8
---	----------

1 Le total des passifs afférents aux actifs destinés à la vente est porté dans les créditeurs et autres du bilan consolidé condensé.

Centrale de Coolidge

Le 21 mai 2019, TC Énergie a conclu la vente de sa centrale de Coolidge, laquelle était présentée comme un actif destiné à la vente au 31 décembre 2018. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Cession » pour un complément d'information.

7. Contrats de location

En 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur les contrats de location. La société a adopté ces nouvelles directives le 1^{er} janvier 2019 grâce à un allègement transitoire facultatif. Les résultats présentés pour 2019 reflètent l'application des nouvelles directives alors que les résultats correspondants de 2018 ont été établis et présentés conformément aux directives antérieures portant sur les contrats de location.

Méthode comptable du preneur à bail

La société détermine si un arrangement constitue un contrat de location à la passation du contrat. Les contrats de location-exploitation sont comptabilisés comme des actifs au titre de droits d'utilisation et compris dans les immobilisations corporelles alors que les obligations correspondantes sont portées dans les créditeurs et autres et dans les autres passifs à long terme du bilan consolidé condensé.

Les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives, tous deux liés aux contrats de location-exploitation, sont constatés en fonction de la valeur actualisée des paiements minimaux futurs au titre de la location sur la durée du contrat de location, à la date de début dudit contrat. Les contrats de location de la société n'étant pas assortis d'un taux d'intérêt implicite, cette dernière recourt à son taux d'emprunt marginal fondé sur l'information disponible à la date de début pour déterminer la valeur actualisée des paiements futurs. Les actifs au titre de droits d'utilisation liés aux contrats de location-exploitation incluent également tous les paiements de loyers et les coûts directs initiaux, mais ils excluent les avantages au titre de la location. La durée d'un contrat de location peut comprendre des options de prolongation ou de résiliation du contrat lorsque la société a la certitude raisonnable d'exercer cette option. La charge relative aux contrats de location-exploitation est calculée selon le mode linéaire sur la durée des contrats et elle est prise en compte dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé condensé des résultats.

Méthode comptable du bailleur

La société intervient en tant que bailleur à l'égard de certains contrats qui sont comptabilisés comme des contrats de location-exploitation. Elle comptabilise en tant que produits les paiements de loyers sur la durée du contrat selon le mode linéaire. Les paiements de loyers variables sont comptabilisés comme des produits dans la période au cours de laquelle surviennent des changements en ce qui a trait aux faits et circonstances sur lesquels s'appuie le calcul des paiements en question.

Incidence, à la date d'adoption, des nouvelles directives relatives aux contrats de location

Le tableau suivant illustre l'incidence de l'adoption des nouvelles directives relatives aux contrats de location sur les éléments qui ont été présentés antérieurement au bilan consolidé de la société :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Chiffres présentés au 31 décembre 2018	Ajustement	1 ^{er} janvier 2019
Immobilisations corporelles	66 503	585	67 088
Créditeurs et autres	5 408	57	5 465
Autres passifs à long terme	1 008	528	1 536

En tant que preneur à bail

La société a conclu des contrats de location-exploitation pour le siège social et pour divers bureaux, matériel et terrains. Certains contrats sont assortis d'une option de renouvellement pour des périodes allant de un an à vingt-cinq ans alors que d'autres peuvent comprendre des options visant à résilier le contrat de location dans un délai de un an. Les paiements exigibles aux termes des contrats de location comprennent des paiements fixes et, dans le cas de plusieurs baux de la société, des paiements variables afférents notamment à la quote-part des impôts fonciers, des assurances et de l'entretien des aires communes des bâtiments. La société sous-loue certains locaux qu'elle loue.

Les coûts liés aux contrats de location-exploitation sont les suivants :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestre clos le 30 juin 2019	semestre clos le 30 juin 2019
Coûts liés aux contrats de location-exploitation ¹	27	55
Produits tirés de la sous-location	(3)	(5)
Coûts liés aux contrats de location-exploitation, montant net	24	50

¹ Ces coûts comprennent les coûts afférents aux contrats de location à court terme et les paiements de loyers variables.

Les tableaux suivants présentent d'autres informations afférentes aux contrats de location-exploitation :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestre clos le 30 juin 2019	semestre clos le 30 juin 2019
Trésorerie versée au titre des sommes prises en compte dans l'évaluation des obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	18	37
Actifs au titre de droits d'utilisation en échange de nouvelles obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	3	3

(non audité)	au 30 juin 2019
Durée moyenne pondérée à courir des contrats de location	11 ans
Taux d'actualisation moyen pondéré	3,5 %

Le tableau suivant affiche les échéances relatives aux obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation sur une base prospective de 12 mois ainsi que les éléments dans lesquels elles ont été prises en compte au bilan consolidé condensé au 30 juin 2019 :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	
2020	71
2021	68
2022	62
2023	58
2024	57
Par la suite	343
Total des paiements au titre des contrats de location-exploitation	659
Intérêt théorique	(108)
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation inscrites au bilan consolidé condensé	551
Chiffres présentés comme suit :	
Créditeurs et autres	55
Autres passifs à long terme	496
	551

Les paiements futurs aux termes des contrats de location-exploitation de la société présentés selon les directives antérieures en matière de location s'établissaient comme suit au 31 décembre 2018 :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Paiements minimaux au titre de contrats de location-exploitation
2019	81
2020	78
2021	76
2022	69
2023	67
Par la suite	390
	761

Au 30 juin 2019, la valeur comptable des actifs au titre de droits d'utilisation liés aux contrats de location-exploitation se chiffrait à 552 millions de dollars, montant qui a été porté dans les immobilisations corporelles du bilan consolidé condensé.

En tant que bailleur

Les centrales de Grandview et de Bécancour du secteur de l'énergie et du stockage ainsi que le pipeline Northern Courier du secteur des pipelines de liquides ont été comptabilisés à titre de contrats de location-exploitation. Les CAE à long terme, aux termes desquelles la société vend de l'électricité pour les actifs faisant l'objet de contrats de location du secteur de l'énergie et du stockage, viennent à échéance entre 2024 et 2026. Le pipeline Northern Courier transporte du bitume et des diluants depuis le site minier de Fort Hills jusqu'au terminal de Suncor Énergie, le contrat arrivant à échéance en 2042.

Certains contrats de location prévoient des paiements de loyers variables fondés sur le nombre d'heures d'exploitation et le remboursement de coûts variables, ainsi que des options visant l'achat de l'actif sous-jacent à la juste valeur ou selon une formule qui tient compte des paiements fixes résiduels et des options visant à prolonger un contrat pour une période allant jusqu'à cinq ans. Les bailleurs peuvent se prévaloir de droits en vertu de certains contrats de location pour résilier les baux dans certaines circonstances.

Par ailleurs, la société loue des réservoirs de liquides qui sont comptabilisés comme des contrats de location-exploitation.

La tranche fixe des produits tirés des contrats de location-exploitation qu'a comptabilisés la société pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019 s'est établie respectivement à 55 millions de dollars et à 110 millions de dollars.

Les paiements futurs à recevoir au titre des contrats de location-exploitation se présentaient comme suit au 30 juin 2019 :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Paiements futurs au titre des contrats de location
Pour le reste de 2019	121
2020	230
2021	225
2022	218
2023	225
Par la suite	1 939
	2 958

Le coût et l'amortissement cumulé des installations comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation se sont élevés respectivement à 1 992 millions de dollars et à 351 millions de dollars au 30 juin 2019 (respectivement 2 007 millions de dollars et 324 millions de dollars au 31 décembre 2018).

8. Dette à long terme

ÉMISSION DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Les titres d'emprunt à long terme émis par la société au cours du semestre clos le 30 juin 2019 s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Avril 2019	Billets à moyen terme	Octobre 2049	1 000	4,34 %

REMBOURSEMENTS DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours du semestre clos le 30 juin 2019 s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Mai 2019	Billets à moyen terme	13	9,35 %
	Mars 2019	Déventures	100	10,50 %
	Janvier 2019	Billets de premier rang non garantis	750 US	7,125 %
	Janvier 2019	Billets de premier rang non garantis	400 US	3,125 %
TC PIPELINES, LP				
	Juin 2019	Emprunt à terme non garanti	50 US	Variable
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC				
	Mai 2019	Emprunt à terme non garanti	35 US	Variable

INTÉRÊTS CAPITALISÉS

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2019, TC Énergie a capitalisé des intérêts de l'ordre de 44 millions de dollars et de 81 millions de dollars, respectivement (30 millions de dollars et 56 millions de dollars en 2018, respectivement) en lien avec des projets d'investissement.

9. Dividendes par action ordinaire et par action privilégiée

Le conseil d'administration de TC Énergie a déclaré les dividendes suivants :

(non audité – en dollars canadiens arrondis au centième près)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
par action ordinaire	0,75 \$	0,69 \$	1,50 \$	1,38 \$
par action privilégiée de série 1	0,20 \$	0,20 \$	0,41 \$	0,41 \$
par action privilégiée de série 2	0,22 \$	0,19 \$	0,44 \$	0,37 \$
par action privilégiée de série 3	0,13 \$	0,13 \$	0,27 \$	0,27 \$
par action privilégiée de série 4	0,18 \$	0,15 \$	0,37 \$	0,29 \$
par action privilégiée de série 5	0,14 \$	0,14 \$	0,28 \$	0,28 \$
par action privilégiée de série 6	0,20 \$	0,16 \$	0,40 \$	0,32 \$
par action privilégiée de série 7	0,24 \$	0,25 \$	0,49 \$	0,50 \$
par action privilégiée de série 9	0,27 \$	0,27 \$	0,53 \$	0,53 \$
par action privilégiée de série 11	0,24 \$	0,24 \$	0,24 \$	0,24 \$
par action privilégiée de série 13	0,34 \$	0,34 \$	0,34 \$	0,34 \$
par action privilégiée de série 15	0,31 \$	0,31 \$	0,31 \$	0,31 \$

10. Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu

Les autres éléments du résultat étendu, y compris les participations sans contrôle et les répercussions fiscales connexes, sont les suivants :

trimestre clos le 30 juin 2019	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
(non audité – en millions de dollars canadiens)			
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(371)	(14)	(385)
Reclassement des gains de conversion sur l'investissement net à la cession d'établissements étrangers	(9)	—	(9)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	17	(4)	13
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(52)	10	(42)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	4	(1)	3
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	3	(1)	2
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(3)	6	3
Autres éléments du résultat étendu	(411)	(4)	(415)

trimestre clos le 30 juin 2018	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
(non audité – en millions de dollars canadiens)			
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	254	5	259
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(17)	4	(13)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(3)	1	(2)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	9	(2)	7
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	4	(2)	2
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	6	—	6
Autres éléments du résultat étendu	253	6	259

semestre clos le 30 juin 2019	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
(non audité – en millions de dollars canadiens)			
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(735)	(20)	(755)
Reclassement des gains de conversion sur l'investissement net à la cession d'établissements étrangers	(9)	—	(9)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	44	(11)	33
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(74)	15	(59)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	8	(2)	6
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	7	(2)	5
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(2)	6	4
Autres éléments du résultat étendu	(761)	(14)	(775)

semestre clos le 30 juin 2018	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
(non audité – en millions de dollars canadiens)			
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	670	21	691
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(20)	5	(15)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	3	2	5
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	13	(3)	10
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	8	(8)	—
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	13	(1)	12
Autres éléments du résultat étendu	687	16	703

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composante, sont les suivantes :

trimestre clos le 30 juin 2019	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total¹
(non audité – en millions de dollars canadiens)					
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} avril 2019	(208)	(33)	(311)	(374)	(926)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	(340)	(33)	—	—	(373)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ³	(9)	3	2	3	(1)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(349)	(30)	2	3	(374)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 juin 2019	(557)	(63)	(309)	(371)	(1 300)

- 1 Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.
- 2 Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion et des couvertures de flux de trésorerie sont présentés déduction faite de pertes liées à des participations sans contrôle de 32 millions de dollars et de 9 millions de dollars, respectivement.
- 3 Les montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu relatifs aux couvertures de flux de trésorerie sont présentés déduction faite de gains liés à des participations sans contrôle de moins de 1 million de dollars.

semestre clos le 30 juin 2019

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total ¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2019	107	(23)	(314)	(376)	(606)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	(655)	(45)	—	(1)	(701)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ^{3,4}	(9)	5	5	6	7
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(664)	(40)	5	5	(694)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 juin 2019	(557)	(63)	(309)	(371)	(1 300)

- 1 Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.
- 2 Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion, des couvertures de flux de trésorerie et des participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont présentés déduction faite de pertes liées à des participations sans contrôle de 67 millions de dollars, de 14 millions de dollars et de 1 million de dollars, respectivement.
- 3 Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 21 millions de dollars (16 millions de dollars après les impôts) au 30 juin 2019. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.
- 4 Le montant reclassé du cumul des autres éléments du résultat étendu relatif aux couvertures de flux de trésorerie est présenté déduction faite de gains liés à des participations sans contrôle de 1 million de dollars.

Les reclassements hors des autres éléments du résultat étendu à l'état consolidé condensé des résultats se détaillent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu				Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin		
	2019	2018	2019	2018	
Couvertures de flux de trésorerie					
Produits de base	—	(2)	—	(1)	Produits (Énergie et stockage)
Intérêts	(4)	(5)	(7)	(9)	Intérêts débiteurs
	(4)	(7)	(7)	(10)	Total avant les impôts
	1	2	2	3	Charge d'impôts
	(3)	(5)	(5)	(7)	Déduction faite des impôts ^{1,3}
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite					
Amortissement des pertes actuarielles	(3)	(4)	(7)	(8)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
	1	2	2	8	Charge d'impôts
	(2)	(2)	(5)	—	Déduction faite des impôts ¹
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation					
Bénéfice tiré des participations	(3)	(6)	(6)	(13)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	—	—	—	2	Charge d'impôts
	(3)	(6)	(6)	(11)	Déduction faite des impôts ^{1,3}
Écarts de conversion					
Réalisation de gains de change sur la cession d'établissements étrangers	9	—	9	—	Gain sur la vente d'actifs
	—	—	—	—	Charge d'impôts
	9	—	9	—	Déduction faite des impôts ¹

1 Tous les montants entre parenthèses indiquent des charges constatées à l'état consolidé condensé des résultats.

2 Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des prestations. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

3 Les montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu relatifs aux couvertures de flux de trésorerie et aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont présentés déduction faite de gains liés à des participations sans contrôle respectivement de moins de 1 million de dollars et de néant pour le trimestre clos le 30 juin 2019 (respectivement de 2 millions de dollars et de néant en 2018) et respectivement de 1 million de dollars et de néant pour le semestre clos le 30 juin 2019 (respectivement de 3 millions de dollars et de 1 million de dollars en 2018).

11. Avantages postérieurs au départ à la retraite

Le coût net des prestations constaté au titre des régimes de retraite et des autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société se présente comme suit :

	trimestres clos les 30 juin				semestres clos les 30 juin			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
(non audité – en millions de dollars canadiens)	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Coût des services rendus ¹	31	31	2	1	64	61	3	2
Autres composantes du coût net des prestations ¹								
Coût financier	36	34	4	4	71	67	8	7
Rendement prévu des actifs des régimes	(54)	(55)	(4)	(4)	(112)	(110)	(8)	(8)
Amortissement des pertes actuarielles	3	3	—	1	6	7	1	1
Amortissement de l'actif réglementaire	4	4	1	—	7	9	1	—
	(11)	(14)	1	1	(28)	(27)	2	—
Coût net des prestations constaté	20	17	3	2	36	34	5	2

1 Le coût des services rendus et les autres composantes du coût net des prestations sont inclus dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé condensé des résultats.

12. Gestion des risques et instruments financiers

APERÇU DE LA GESTION DES RISQUES

TC Énergie est exposée au risque de marché et au risque de crédit lié aux contreparties, et la société a mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but de gérer leur incidence sur le résultat, les flux de trésorerie et la valeur actionnariale.

RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

Au 30 juin 2019, le risque lié aux contreparties maximal de TC Énergie en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie, aux débiteurs, aux actifs disponibles à la vente, aux actifs dérivés et à un prêt.

La société surveille ses contreparties et passe régulièrement en revue ses débiteurs et constate une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Au 30 juin 2019, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante, aucune concentration notable du risque de crédit et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

PRÊT À UNE SOCIÉTÉ LIÉE

Des transactions avec des parties liées ont lieu dans le cours normal des activités et sont évaluées à la valeur d'échange, qui correspond au montant de la contrepartie fixée et convenue par les parties liées.

La société détient une participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec IEnova pour la construction, la détention et l'exploitation du gazoduc Sur de Texas. Elle comptabilise la participation dans la coentreprise comme une participation à la valeur de consolidation. En 2017, la société a obtenu une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains avec la coentreprise qui porte intérêt à un taux variable et vient à échéance en mars 2022.

Au 30 juin 2019, le bilan consolidé condensé de la société comprenait un prêt de 20,3 milliards de pesos mexicains ou 1,4 milliard de dollars (18,9 milliards de pesos mexicains ou 1,3 milliard de dollars au 31 décembre 2018) consenti à la coentreprise Sur de Texas, ce qui représente la quote-part de TC Énergie dans les besoins de financement par emprunt à long terme de la coentreprise. Les intérêts créditeurs et autres comprennent des intérêts créditeurs de 37 millions de dollars et de 72 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019 (29 millions de dollars et 56 millions de dollars en 2018) afférents à cette coentreprise et une quote-part correspondante des intérêts débiteurs est inscrite dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur des gazoducs du Mexique de la société.

INVESTISSEMENT NET DANS DES ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises et à des options de change à terme libellés en dollars US pour couvrir une partie de son investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

La juste valeur et le montant nominal relatifs aux instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 juin 2019		31 décembre 2018	
	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal
Swaps de devises en dollars US (échéant en 2019) ³	(12)	100 US	(43)	300 US
Options de change en dollars US (échéant de 2019 à 2020)	6	2 600 US	(47)	2 500 US
	(6)	2 700 US	(90)	2 800 US

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

3 Le bénéfice net comprend des gains réalisés nets de néant pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019 (respectivement de néant et de 1 million de dollars en 2018) liés à la composante intérêts se rapportant aux swaps de devises qui sont présentés dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats de la société.

Le montant nominal et la juste valeur des titres d'emprunt libellés en dollars US et désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 juin 2019	31 décembre 2018
Montant nominal	29 500 (22 500 US)	31 000 (22 700 US)
Juste valeur	32 400 (24 700 US)	31 700 (23 200 US)

INSTRUMENTS FINANCIERS

Instruments financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur, qui est calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créditeurs et autres, les intérêts courus et les autres passifs à long terme se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme. Chacun de ces instruments est classé au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

Le risque de crédit a été pris en compte dans le calcul de la juste valeur des instruments non dérivés.

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

Le tableau ci-après présente la juste valeur des instruments financiers non dérivés de la société, exception faite de ceux dont la valeur comptable se rapproche de leur juste valeur, qui seraient classés dans le niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2019		31 décembre 2018	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an ^{1,2}	(37 893)	(43 332)	(39 971)	(42 284)
Billets subordonnés de rang inférieur	(7 261)	(6 915)	(7 508)	(6 665)
	(45 154)	(50 247)	(47 479)	(48 949)

- 1 La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 450 millions de dollars US (750 millions de dollars US au 31 décembre 2018) attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.
- 2 Le bénéfice net pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019 comprend des pertes non réalisées respectivement de 2 millions de dollars et de 5 millions de dollars (respectivement, des pertes non réalisées de 1 million de dollars et des gains non réalisés de 4 millions de dollars en 2018) au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant la dette à long terme de 450 millions de dollars US au 30 juin 2019 (750 millions de dollars US au 31 décembre 2018). Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

Sommaire des actifs disponibles à la vente

Les tableaux suivants présentent un résumé des renseignements supplémentaires sur les placements restreints de la société qui sont classés comme disponibles à la vente.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2019		31 décembre 2018	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹
Justes valeurs des titres à revenu fixe ²				
Échéant à moins de 1 an	—	16	—	22
Échéant entre 1 an et 5 ans	—	96	—	110
Échéant entre 5 et 10 ans	8	—	140	—
Échéant à plus de 10 ans	1 325	—	952	—
	1 333	112	1 092	132

- 1 Les autres placements restreints ont été mis de côté pour financer les réclamations d'assurance à payer par la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de la société.

- 2 Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur et inclus dans les autres actifs à court terme et les placements restreints au bilan consolidé condensé de la société.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2019		30 juin 2018	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²
Gains nets non réalisés de la période				
du trimestre clos	28	2	3	—
du semestre clos	79	3	5	1
Gains nets réalisés (pertes nettes réalisées) de la période				
du trimestre clos	11	—	(3)	—
du semestre clos	11	—	(3)	—

- 1 Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des placements restreints en raison de l'ICQF ont une incidence sur les montants subséquents des fonds prélevés au moyen de droits pour couvrir les coûts futurs de cessation d'exploitation des pipelines. Par conséquent, la société comptabilise ces gains et pertes à titre d'actifs ou de passifs réglementaires.
- 2 Les gains et pertes sur les autres placements restreints sont portés dans les intérêts créditeurs et autres de l'état consolidé condensé des résultats.

Instruments dérivés

Juste valeur des instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée selon l'approche par le résultat au moyen des taux du marché à la fin de la période et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des dérivés portant sur des produits de base a été calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation ont été utilisés. La juste valeur des options a été calculée au moyen du modèle d'évaluation de Black et Scholes. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments dérivés ne sont pas nécessairement représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

Dans certains cas, bien que les instruments dérivés soient considérés comme des couvertures économiques efficaces, ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture ou ils ne sont pas désignés en tant que couverture. Ils sont donc inscrits à leur juste valeur et les variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle elles surviennent. Pour cette raison, la société peut être exposée à une variabilité accrue du bénéfice présenté, puisque la juste valeur des instruments dérivés peut fluctuer beaucoup d'une période à l'autre.

Présentation au bilan des instruments dérivés

Le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

au 30 juin 2019	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés¹
(non audité – en millions de dollars canadiens)					
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	—	—	—	266	266
Change	—	—	15	32	47
	—	—	15	298	313
Actifs incorporels et autres actifs					
Produits de base ²	—	—	—	33	33
Change	—	—	5	—	5
Taux d'intérêt	—	3	—	—	3
	—	3	5	33	41
Total des actifs dérivés	—	3	20	331	354
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	(9)	—	—	(182)	(191)
Change	—	—	(24)	(13)	(37)
Taux d'intérêt	(4)	—	—	—	(4)
	(13)	—	(24)	(195)	(232)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	(7)	—	—	(33)	(40)
Change	—	—	(2)	—	(2)
Taux d'intérêt	(55)	—	—	—	(55)
	(62)	—	(2)	(33)	(97)
Total des passifs dérivés	(75)	—	(26)	(228)	(329)
Total des dérivés	(75)	3	(6)	103	25

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel et de liquides.

au 31 décembre 2018	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés ¹
(non audité – en millions de dollars canadiens)					
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	1	—	—	716	717
Change	—	—	16	1	17
Taux d'intérêt	3	—	—	—	3
	4	—	16	717	737
Actifs incorporels et autres actifs					
Produits de base ²	1	—	—	50	51
Change	—	—	1	—	1
Taux d'intérêt	8	1	—	—	9
	9	1	1	50	61
Total des actifs dérivés	13	1	17	767	798
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	(4)	—	—	(622)	(626)
Change	—	—	(105)	(188)	(293)
Taux d'intérêt	—	(3)	—	—	(3)
	(4)	(3)	(105)	(810)	(922)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	—	—	—	(28)	(28)
Change	—	—	(2)	—	(2)
Taux d'intérêt	(11)	(1)	—	—	(12)
	(11)	(1)	(2)	(28)	(42)
Total des passifs dérivés	(15)	(4)	(107)	(838)	(964)
Total des dérivés	(2)	(3)	(90)	(71)	(166)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel et de liquides.

La majeure partie des instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et ces derniers sont tous visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de juste valeur

Le tableau suivant présente les montants inscrits au bilan consolidé condensé en ce qui a trait aux ajustements cumulatifs des couvertures de juste valeur compris dans la valeur comptable des passifs couverts.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Valeur comptable		Ajustements des couvertures de juste valeur ¹	
	30 juin 2019	31 décembre 2018	30 juin 2019	31 décembre 2018
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	(327)	(748)	—	3
Dette à long terme	(265)	(273)	(3)	—
	(592)	(1 021)	(3)	3

1 Au 30 juin 2019 et au 31 décembre 2018, ces soldes comprenaient des ajustements au titre de relations de couverture abandonnées de néant.

Sommaire des montants nominaux et des échéances

Les échéances et le volume nominal en cours relativement aux instruments dérivés de la société, à l'exception des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers se présentent comme suit :

au 30 juin 2019 (non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Taux d'intérêt
Achats ¹	652	15	52	—	—
Ventes ¹	2 559	25	64	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	3 556	1 650
Dates d'échéance	2019-2024	2019-2027	2019-2020	2019-2020	2019-2030

1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh, en Gpi³ et en millions de barils respectivement.

au 31 décembre 2018 (non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Taux d'intérêt
Achats ¹	23 865	44	59	—	—
Ventes ¹	17 689	56	79	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	3 862	1 650
Dates d'échéance	2019-2023	2019-2027	2019	2019	2019-2030

1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh et en Gpi³ et en millions de barils respectivement.

Gains (pertes) réalisé(e)s et non réalisé(e)s sur instruments dérivés

Le sommaire qui suit ne tient pas compte des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de la période				
Produits de base ²	59	99	(29)	(10)
Change	87	(60)	207	(139)
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	80	19	187	129
Change	(30)	4	(59)	19
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(2)	(4)	(9)	(1)
Taux d'intérêt	—	—	—	1

1 Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre des produits de base sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres.

2 Aucun gain ni aucune perte n'ont été inscrits dans le bénéfice net au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées au cours des trimestres et des semestres clos les 30 juin 2019 et 2018 lorsqu'il était probable que l'opération prévue ne se produirait pas.

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 10) liées à la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie avant les impôts, y compris les participations sans contrôle, s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu ¹				
Produits de base	(11)	(3)	(14)	(6)
Taux d'intérêt	(41)	—	(60)	9
	(52)	(3)	(74)	3

1 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu et dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Incidence des opérations de couverture de la juste valeur et de flux de trésorerie

Les tableaux suivants présentent les montants inscrits à l'état consolidé condensé des résultats en ce qui a trait à l'incidence d'opérations de couverture de la juste de valeur ou de flux de trésorerie.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin			
	Produits (Énergie et stockage)		Intérêts débiteurs	
	2019	2018	2019	2018
Total présenté à l'état consolidé condensé des résultats	242	514	(588)	(558)
Couvertures de la juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt				
Éléments couverts	—	—	(5)	(22)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	—	—	—	(2)
Couvertures de flux de trésorerie				
Reclassement des gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net ^{1,2}				
Contrats de taux d'intérêt	—	—	4	7
Contrats sur produits de base	—	2	—	—

1 Il y a lieu de se reporter à la note 10 « Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu » pour obtenir les composantes des autres éléments du résultat étendu afférents aux instruments dérivés se rapportant aux opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris la partie attribuable aux participations sans contrôle.

2 Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	semestres clos les 30 juin			
	Produits (Énergie et stockage)		Intérêts débiteurs	
	2019	2018	2019	2018
Total présenté à l'état consolidé condensé des résultats	578	1 189	(1 174)	(1 085)
Couvertures de la juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt				
Éléments couverts	—	—	(11)	(42)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	—	—	(1)	(2)
Couvertures de flux de trésorerie				
Reclassement des gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net ^{1,2}				
Contrats de taux d'intérêt	—	—	8	12
Contrats sur produits de base	—	1	—	—

1 Il y a lieu de se reporter à la note 10 « Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu » pour obtenir les composantes des autres éléments du résultat étendu afférents aux instruments dérivés se rapportant aux opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris la partie attribuable aux participations sans contrôle.

2 Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Compensation des instruments dérivés

La société conclut des contrats d'instruments dérivés assortis d'un droit de compensation dans le cours normal des affaires ainsi qu'en cas de défaut. TC Énergie ne dispose d'aucun accord de compensation cadre, mais elle conclut des contrats semblables renfermant des droits de compensation. La société a choisi de présenter au bilan consolidé condensé la juste valeur des montants bruts des instruments dérivés assortis d'un droit de compensation. Le tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats :

au 30 juin 2019 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation ¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	299	(200)	99
Change	52	(28)	24
Taux d'intérêt	3	(1)	2
	354	(229)	125
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(231)	200	(31)
Change	(39)	28	(11)
Taux d'intérêt	(59)	1	(58)
	(329)	229	(100)

1 Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

au 31 décembre 2018			
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	768	(626)	142
Change	18	(18)	—
Taux d'intérêt	12	(4)	8
	798	(648)	150
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(654)	626	(28)
Change	(295)	18	(277)
Taux d'intérêt	(15)	4	(11)
	(964)	648	(316)

¹ Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

Pour ce qui est des instruments dérivés présentés ci-dessus, au 30 juin 2019, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 46 millions de dollars (143 millions de dollars au 31 décembre 2018) et des lettres de crédit de 35 millions de dollars (22 millions de dollars au 31 décembre 2018). Au 30 juin 2019 et au 31 décembre 2018, la société ne détenait aucune garantie en trésorerie alors qu'elle détenait des lettres de crédit de 1 million de dollars fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs.

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les instruments dérivés qui ont pour objet de gérer le risque de marché comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui permettent aux parties de gérer le risque de crédit. Ces dispositions pourraient exiger que des garanties soient fournies si un événement lié au risque de crédit devait se produire, tel que la révision à la baisse de la cote de crédit de la société à un niveau de catégorie spéculative. La société peut également devoir fournir des garanties si la juste valeur de ses instruments financiers dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque.

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 30 juin 2019, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 6 millions de dollars (6 millions de dollars au 31 décembre 2018), et la société a fourni à ce titre des garanties de néant dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 juin 2019, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties de 6 millions de dollars (6 millions de dollars au 31 décembre 2018). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

La société dispose de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de facilités de crédit renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

HIÉRARCHIE DES JUSTES VALEURS

Les actifs et les passifs financiers de la société constatés à la juste valeur sont classés dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie des justes valeurs.

Niveaux	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société a accès à la date d'évaluation. S'entend d'un marché actif un marché sur lequel les transactions sont conclues à une fréquence et à des volumes suffisants pour fournir de manière continue des renseignements sur les cours.
Niveau 2	Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le résultat et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le marché. Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement de prix et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe.
Niveau 3	Cette catégorie comprend essentiellement les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. La société se sert de données les plus observables disponibles, ou lorsqu'elles ne le sont pas, des évaluations de courtiers à long terme à l'égard de ces opérations. Il existe un degré d'incertitude découlant de l'utilisation de données de marché non observables qui pourraient ne pas refléter avec exactitude des variations futures éventuelles de la juste valeur.

La juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés de la société, déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme, est classée comme suit :

au 30 juin 2019	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2) ¹	Données importantes non observables (niveau 3) ¹	Total
(non audité – en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	196	102	1	299
Change	—	52	—	52
Taux d'intérêt	—	3	—	3
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(189)	(34)	(8)	(231)
Change	—	(39)	—	(39)
Taux d'intérêt	—	(59)	—	(59)
	7	25	(7)	25

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours du semestre clos le 30 juin 2019.

au 31 décembre 2018	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
(non audité – en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	581	187	—	768
Change	—	18	—	18
Taux d'intérêt	—	12	—	12
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(555)	(95)	(4)	(654)
Change	—	(295)	—	(295)
Taux d'intérêt	—	(15)	—	(15)
	26	(188)	(4)	(166)

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Le tableau qui suit présente la variation nette de la juste valeur des actifs et des passifs dérivés classés au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Solde au début de la période	(4)	(18)	(4)	(7)
Total des (pertes) gains comptabilisé(e)s dans le bénéfice net	(3)	20	(3)	18
Règlements	—	32	—	23
Transferts depuis le niveau 3	—	6	—	6
Solde à la fin de la période¹	(7)	40	(7)	40

¹ Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, les produits comprennent des pertes non réalisées de 3 millions de dollars attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 toujours détenus au 30 juin 2019 (gains non réalisés de 50 millions de dollars et de 44 millions de dollars en 2018, respectivement).

13. Cession

Centrale de Coolidge

En décembre 2018, la société a conclu une entente visant la vente de sa centrale de Coolidge, située en Arizona, à SWG Coolidge Holdings, LLC (« SWG »). Salt River Project Agriculture Improvement and Power District (« SRP »), la contrepartie à la CAE, a par la suite exercé son droit contractuel de premier refus quant à la vente à un tiers, puis la société a résilié l'entente avec SWG.

Le 21 mai 2019, la société a réalisé la vente à SRP pour un produit de 448 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture, conformément au droit contractuel de premier refus de SRP. Ainsi, la société a inscrit un gain sur la vente de 68 millions de dollars (54 millions de dollars après les impôts) lequel comprend l'incidence des gains de change de 9 millions de dollars qui ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net. Ce gain est pris en compte dans le gain sur la vente d'actifs à l'état consolidé condensé des résultats.

14. Éventualités et garanties

ÉVENTUALITÉS

TC Énergie et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice et procédures d'arbitrage dans le cours normal des affaires. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces instances et poursuites, la direction estime que leur règlement n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

GARANTIES

TC Énergie et son partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, ont conjointement garantis la performance financière de cette entité. Les ententes de garantie comprennent une garantie et une lettre de crédit qui visent principalement les services de construction et la livraison de gaz naturel.

TC Énergie et son partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust, ont individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location, aux services contractuels et aux services de fournisseurs.

La société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont soit i) conjointement et solidairement, ii) conjointement ou iii) individuellement garanti la performance financière de ces entités. Ces ententes comprennent des garanties et des lettres de crédit qui se rapportent principalement à l'acheminement du gaz naturel, aux services de construction et au paiement des obligations. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TC Énergie, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

La valeur comptable de ces garanties est incluse dans les autres passifs à long terme au bilan consolidé condensé. Les renseignements sur les garanties de la société s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Durée	au 30 juin 2019		au 31 décembre 2018	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Sur de Texas	Diverses jusqu'en 2020	169	1	183	1
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2021	88	—	88	—
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2059	99	7	104	11
		356	8	375	12

¹ Quote-part de TC Énergie à l'égard du risque estimatif actuel ou conditionnel.

15. Entités à détenteurs de droits variables

Une EDDV s'entend d'une entité légale qui ne détient pas suffisamment de capitaux propres à risque pour financer ses activités sans recourir à un soutien financier subordonné additionnel ou qui est structurée de sorte que les investisseurs en instruments de capitaux propres n'ont pas la capacité de prendre d'importantes décisions, par le biais de leurs droits de vote, concernant les activités de l'entité ou encore qui ne participe pas véritablement aux résultats de l'entité.

Dans le cours normal des affaires, la société consolide les EDDV dans lesquelles elle détient un droit variable et pour lesquelles elle est considérée comme étant le principal bénéficiaire. Les EDDV dans lesquelles la société détient un droit variable mais pour lesquelles elle n'est pas le principal bénéficiaire sont considérées comme des EDDV non consolidées et elles sont comptabilisées comme des participations à la valeur de consolidation.

EDDV consolidées

Les EDDV consolidées de la société englobent des entités légales dans lesquelles la société est le principal bénéficiaire. À ce titre, elle a le pouvoir, par le biais de droits de vote ou de droits semblables, de prendre des décisions concernant les activités de l'EDDV qui influent le plus sur le rendement économique, notamment acheter ou vendre des actifs importants, entretenir et exploiter des actifs, contracter des dettes additionnelles ou déterminer l'orientation stratégique en matière d'exploitation de l'entité. Par ailleurs, la société a l'obligation d'assumer les pertes ou le droit de retirer les avantages de l'EDDV consolidée qui pourraient être potentiellement importants pour cette dernière.

Une part importante des actifs de la société est détenue par le biais d'EDDV dans lesquelles la société détient une participation à droits de vote de 100 %, si l'EDDV satisfait à la définition d'entreprise et que ses actifs peuvent être affectés aux besoins généraux de l'entreprise. Les EDDV consolidées pour lesquelles les actifs ne peuvent servir qu'à des fins autres que le règlement d'obligations des EDDV ou qui ne sont pas considérés comme des entreprises s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2019	31 décembre 2018
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	59	45
Débiteurs	54	79
Stocks	25	24
Autres	6	13
	144	161
Immobilisations corporelles	3 071	3 026
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	830	965
Écart d'acquisition	435	453
Actifs incorporels et autres actifs	—	8
	4 480	4 613
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	55	88
Intérêts courus	22	24
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	160	79
	237	191
Passifs réglementaires	43	43
Autres passifs à long terme	8	3
Passifs d'impôts reportés	12	13
Dette à long terme	2 749	3 125
	3 049	3 375

EDDV non consolidées

Les EDDV non consolidées de la société sont des entités légales dans lesquelles la société n'est pas le principal bénéficiaire étant donné qu'elle n'a pas le pouvoir de diriger les activités qui influent le plus sur le rendement économique de ces EDDV ou pour lesquelles elle partage ce pouvoir avec des tiers. La société fournit des capitaux à ces EDDV et reçoit des participations qui lui confèrent des droits résiduels sur les actifs une fois que les passifs ont été payés.

La valeur comptable de ces EDDV et le risque maximal de perte afférent à la participation de la société dans ces EDDV s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2019	31 décembre 2018
Bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4 576	4 575
Hors bilan		
Risque éventuel découlant des garanties	166	170
Risque maximal de perte	4 742	4 745

16. Événements postérieurs à la date de clôture

Northern Courier

Le 17 juillet 2019, TC Énergie a conclu la vente d'une participation de 85 % dans le pipeline Northern Courier à un tiers pour un produit brut de 144 millions de dollars, avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à un gain prévu de 70 millions de dollars avant les impôts, après comptabilisation de la participation résiduelle de 15 % de la société à la juste valeur. Après les impôts, le gain d'environ 115 millions de dollars reflète l'utilisation des avantages afférents aux pertes fiscales non encore comptabilisés. Avant la vente de la participation, le pipeline Northern Courier a émis des titres d'emprunt à long terme sans recours d'un montant de 1,0 milliard de dollars et le produit de cette émission a été versé à TC Énergie, ce qui a donné lieu à un produit brut global d'environ 1,15 milliard de dollars pour TC Énergie découlant de cette monétisation d'actif.

TC Énergie demeurera l'exploitant du pipeline Northern Courier et comptabilisera sa participation résiduelle de 15 % selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation dans les états financiers consolidés de la société.

Centrales alimentées au gaz naturel en Ontario

Le 30 juillet 2019, TC Énergie a conclu une entente en vue de vendre les centrales électriques Halton Hills et Napanee de même que sa participation de 50 % dans Portlands Energy Centre à une tierce partie pour un produit d'environ 2,87 milliards de dollars, sous réserve du moment de la clôture et des ajustements y afférents. La clôture de la vente devrait avoir lieu vers la fin de 2019 sous réserve des conditions, incluant les approbations réglementaires et le rétablissement de l'exploitation commerciale à Napanee comme il est indiqué dans l'entente. TC Énergie prévoit que cette vente donnera lieu à une perte totale d'environ 230 millions de dollars avant les impôts (150 millions de dollars après les impôts) dont une tranche de 125 millions de dollars sera comptabilisée au 30 juillet 2019 au moment du classement des actifs nets comme étant destinés à la vente. Le montant résiduel de la perte sera comptabilisé au plus tard à la clôture de la transaction.

Le tableau ci-après présente, au 30 juin 2019, les actifs et les passifs afférents aux actifs nets devant être classés comme étant destinés à la vente en date du 30 juillet 2019 dans le secteur Énergie et stockage, compte non tenu de la perte prévue sur les actifs destinés à la vente :

(non audité – en millions de dollars canadiens)

Actifs destinés à la vente

Stocks	11
Immobilisations corporelles	2 592
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	281
Actifs incorporels et autres actifs	12
Total des actifs destinés à la vente	2 896

Passifs afférents aux actifs destinés à la vente

Autres passifs à long terme	6
Total des passifs afférents aux actifs destinés à la vente	6

Annexe 6-10

Rapport de solvabilité de Standard and Poor's Énergir inc. et Énergir, s.e.c.

RatingsDirect®

Research Update:

Energir Inc. And Energir L.P. Ratings Affirmed, Outlook Stable; First-Mortgage Bond Rating Lowered To 'A'

Primary Credit Analyst:

Andrew Ng, Toronto + 1 (416) 507 2545; andrew.ng@spglobal.com

Secondary Contacts:

Mayur Deval, Toronto (1) 416-507-3271; mayur.deval@spglobal.com

Obioma Ugboaja, New York + 1 (212) 438 7406; obioma.ugboaja@spglobal.com

Table Of Contents

Rating Action Overview

Rating Action Rationale

Outlook

Company Description

Our Base-Case Scenario

Liquidity

Environmental, Social, And Governance

Issue Ratings - Recovery Analysis

Ratings Score Snapshot(Energir Inc.)

Related Criteria

Table Of Contents (cont.)

Ratings List

Research Update:

Energir Inc. And Energir L.P. Ratings Affirmed, Outlook Stable; First-Mortgage Bond Rating Lowered To 'A'

Rating Action Overview

- On Dec. 17, 2018, S&P Global Ratings affirmed its 'A' long-term issuer credit rating on Quebec-based regulated utility Energir Inc. (Energir) and Energir L.P.
- We also affirmed our 'A-1' global scale and 'A-1 (Mid)' Canada scale commercial paper ratings on Energir.
- At the same time, we revised our recovery rating on Energir's senior secured first-mortgage bonds (FMBs) to '1' from '1+', resulting in a one-notch ratings downgrade on the company's FMBs to 'A' from 'A+'.
- The recovery rating revision on the FMBs reflects our diminished but still very high confidence of full recovery on the company's secured bonds, stemming from significant collateralization between 1x-1.5x, versus our previous assessment that corresponded with our highest level confidence for full recovery.
- The stable outlook reflects our view that the company will continue to generate predictable and stable cash flows from its low-risk, regulated gas and electricity businesses in Quebec and Vermont.

Rating Action Rationale

The revision of Energir Inc.'s FMB recovery rating reflects our very high confidence of full recovery on the company's senior FMBs with significant collateralization between 1x-1.5x, versus our previous assessment which showed our highest level of confidence for full recovery. This reflects our use of the utility's regulated capital value (RCV), typically net property plant and equipment, as an estimate of the value of the collateral available to the senior secured bondholders to satisfy claims in a bankruptcy proceeding. Our 'A' issuer credit rating (ICR) on Energir, together with our '1' recovery rating results in an 'A' rating for the company's secured FMBs.

Our ratings affirmations reflect our views of the company's business and financial risks, which are unchanged and appropriate for current rating on the company. From a business risk perspective, Energir continues to benefit from its stable, low-risk, regulated utilities operations. Tariff structures are generally supportive, allowing for recovery of prudently incurred operational and capital expenses in a timely manner, which supports stable cash flows. Moreover, the company's exposure to commodity input prices is limited because

electricity and natural gas input costs remain a pass-through to ratepayers, which we view as favorable for the company's credit quality.

In Quebec, where distribution activities account for about 65% of net income, Energir can recover revenue shortfalls from weather-related events in subsequent years, which reduces its sales volume risk exposure. Furthermore, key rate-base parameters such as return on equity and equity layer that Regie de l'energie, the regulator for Quebec, has approved are credit-supportive and in line with those of other jurisdictions.

Energir also operates in multiple service territories primarily in Quebec and Vermont, through subsidiaries Green Mountain Power Corp. and Vermont Gas Systems Inc., providing some degree of regulatory, geographic, and market diversification.

Further supporting the business risk profile is Energir's customer base that primarily consists of residential and small to medium-sized commercial customers that are less sensitive to economic cycles. In Quebec, Energir has a relatively large industrial user base that contributes a material portion of the company's cash flow; however, these users' gas consumption largely depends on the price of natural gas. Given that natural gas is relatively cheap compared with other fuel sources, we do not expect fuel switching among industrial users to be a credit risk.

Offsetting factors to Energir's business risk includes its investment in generation assets and nonregulated operations which have higher business risk. Furthermore, the company has an obligation to supply natural gas, creating some sourcing and operation risk.

Our view of Energir's financial risk is also unchanged. We continue to evaluate Energir's financial risk profile using our low volatility cash flow/leverage benchmarks compared with the typical corporate issuer, which we use for companies with very low-risk regulated business models, and strong management of regulatory risk. For 2019, we expect credit metrics to be lower due to one-time US\$30 million refund associated with U.S. tax reform. Under our base-case scenario which include capital spending of about C\$550 million in 2019-2020 and distributions and dividends of about C\$215 million. We forecast adjusted funds from operations (AFFO) to debt of about 15% in 2019 and about 16% in 2020 and after.

In addition, Energir has about C\$892 million of subordinated debentures due to its parent company, Noverco Inc., which we have excluded from our leverage and coverage calculations because we treat this as a form of equity financing, consistent with our non-common equity financing criteria. Specifically, these notes are subordinated and have maturity dates beyond those of all debt at the Energir level. This would prevent the non-common equity financing from becoming due and payable until any senior debt has been fully repaid.

Outlook

The stable outlook reflects S&P Global Ratings' expectation that Energir will continue generating stable and predictable consolidated cash flows from its low-risk regulated utility operations in Quebec and Vermont during our two-year outlook horizon. The outlook also reflects our expectation that management will continue to focus on its core regulated business and that the company will not experience any adverse regulatory decisions during our outlook horizon.

Downside scenario

We could take a negative rating action on Energir if the company's credit metrics deteriorate, with AFFO to debt falling to and staying below 14% with no prospect for improvement. This could happen because of an adverse regulatory decision, a material debt-financed acquisition, or if the company encounters significant operating challenges.

Alternatively, any material weakening of Energir's business risk could also result in a downgrade. This could happen if the company materially increases its unregulated or generation operations.

Upside scenario

Although unlikely, we could raise the rating on Energir if the company demonstrates long-term sustainable low-risk growth or improved financial measures resulting in AFFO to debt that is consistently near or above 20%.

Company Description

Energir, formerly known as Gaz Metro Inc., is a Quebec-based diversified energy company with more than C\$7 billion in assets. It is the largest natural gas distribution company in Quebec, where its network of over 10,000 kilometers of underground pipelines serves 300 municipalities and more than 205,000 customers.

Energir is also present in Vermont, producing electricity and distributing electricity and natural gas to meet the needs of more than 315,000 customers. In addition, the company is involved in the transportation of natural gas and other businesses like energy services and storage. These form a small portion of Energir's consolidated cash flows.

Our Base-Case Scenario

- Energir will continue to focus primarily on its regulated utility operations.

- Non-regulated energy and non-energy related activities continue to comply with covenant requirements.
- The company will not experience any adverse and material regulatory decisions, and the regulatory regimes in Quebec and Vermont will remain stable and transparent.
- U.S. tax reform results in a refund of about US\$30 million in 2019 and US\$4 million per year thereafter.

Liquidity

In our assessment, Energir's liquidity is adequate. We expect liquidity sources to exceed uses by more than 1.1x over the next 12 months. In the event of a 10% decline in EBITDA, we also expect liquidity sources will cover uses. In our view, the company has sound relationships with banks and a generally satisfactory standing in the credit markets. In the unlikely event of liquidity distress, we expect Energir to scale back its capital spending to preserve its liquidity position.

Principal liquidity sources:

- Cash and liquid investments of around C\$58 million;
- Committed credit facility availability of about C\$520 million, maturing in 2023; and
- Cash FFO of about C\$505 million over the next 12 months.

Principal liquidity uses:

- Debt maturities of about C\$215 million including both long-term and short-term debt;
- Maintenance capital expenditures of approximately C\$275 million over the next 12 months; and
- Cash distributions (including dividends) of approximately C\$220 million over the next 12 months.

Environmental, Social, And Governance

Energir's exposure to environmental risk is quite manageable compared with its utility peer group because its operations are primarily in electric and gas distribution, which are more favorably positioned than their counterparts with significant ownership of power generation assets. Although Energir owns some generation assets, they are primarily from renewable and clean energy sources including wind, hydro, and solar with some bio-methane, which has a much lower carbon footprint compared to other forms of power generation. Furthermore, the company is also reducing its greenhouse gas footprint in the gas distribution operation with the participation in the Quebec's cap-and-trade system.

Energir serves over 300 municipalities throughout Quebec. As a utility

operator, due to the nature of Energir's business, its operations may have consequences on the safety and quality of life for some local communities. In order to minimize the impact on communities and better understand its customers' needs, Energir has implemented a social acceptability initiative that includes dialogue and discussions with local stakeholders to ensure accurate understanding of the community's needs prior to the start of its projects. Social acceptance of projects will facilitate better integration of projects into the community that can somewhat reduce project execution risk.

From a governance perspective, we view Energir's governance factors as neutral to our environmental, social, and governance (ESG) assessment. Energir's governance practices are consistent with what we see across the industry for other regulated gas and electricity transmission and distribution (T&D) utilities.

Issue Ratings - Recovery Analysis

Energir has secured utility bonds (first mortgage bonds [FMBs]) outstanding with maturities of 2019-2048. These FMBs are secured under trust deeds that contain a hypothec on Energir's assets. A first immovable hypothec on Energir L.P.'s pipelines and gas distribution system also covers creditors. We estimate that the regulated capital value at Energir is between 1.0x-1.5x of the secured utility bonds outstanding. This results in a '1' recovery rating, and an 'A' rating on the FMBs, same as Energir's issuer credit rating.

Ratings Score Snapshot(Energir Inc.)

Issuer Credit Rating: A/Stable/--

Business risk: Excellent

- Country risk: Very low
- Industry risk: Very low
- Competitive position: Excellent

Financial risk: Intermediate

- Cash flow/Leverage: Intermediate

Anchor: a

Modifiers

- Diversification/Portfolio effect: Neutral (no impact)
- Capital structure: Neutral (no impact)
- Financial policy: Neutral (no impact)

- Liquidity: Adequate (no impact)
- Management and governance: Satisfactory (no impact)
- Comparable rating analysis: Neutral (no impact)

Stand-alone credit profile: a

- Group credit profile: a
- Status within group: Parent (no impact)

Related Criteria

- Criteria - Corporates - General: Reflecting Subordination Risk In Corporate Issue Ratings, March 28, 2018
- General Criteria: Methodology For Linking Long-Term And Short-Term Ratings , April 7, 2017
- Criteria - Corporates - General: Methodology And Assumptions: Liquidity Descriptors For Global Corporate Issuers, Dec. 16, 2014
- Criteria - Corporates - General: The Treatment Of Non-Common Equity Financing In Nonfinancial Corporate Entities, April 29, 2014
- Criteria - Corporates - General: Corporate Methodology: Ratios And Adjustments, Nov. 19, 2013
- Criteria - Corporates - General: Corporate Methodology, Nov. 19, 2013
- Criteria - Corporates - Utilities: Key Credit Factors For The Regulated Utilities Industry, Nov. 19, 2013
- General Criteria: Methodology: Industry Risk, Nov. 19, 2013
- General Criteria: Group Rating Methodology, Nov. 19, 2013
- General Criteria: Country Risk Assessment Methodology And Assumptions, Nov. 19, 2013
- Criteria - Corporates - Utilities: Collateral Coverage And Issue Notching Rules For '1+' And '1' Recovery Ratings On Senior Bonds Secured By Utility Real Property, Feb. 14, 2013
- General Criteria: Methodology: Management And Governance Credit Factors For Corporate Entities And Insurers, Nov. 13, 2012
- General Criteria: Use Of CreditWatch And Outlooks, Sept. 14, 2009

Ratings List

Ratings Affirmed

Energir Inc.
Energir, L.P.

Issuer Credit Rating	A/Stable/--	
Green Mountain Power Corp. Issuer Credit Rating	A-/Stable/--	
Energir Inc. Commercial Paper	A-1	
Commercial Paper	A-1(MID)	
Green Mountain Power Corp. Senior Secured	A	
Recovery Rating	1+	
Ratings Downgraded; Recovery Ratings Revised		
	To	From
Energir Inc. Senior Secured	A	A+
Recovery Rating	1	1+

Certain terms used in this report, particularly certain adjectives used to express our view on rating relevant factors, have specific meanings ascribed to them in our criteria, and should therefore be read in conjunction with such criteria. Please see Ratings Criteria at www.standardandpoors.com for further information. Complete ratings information is available to subscribers of RatingsDirect at www.capitaliq.com. All ratings affected by this rating action can be found on S&P Global Ratings' public website at www.standardandpoors.com. Use the Ratings search box located in the left column.

Copyright © 2018 by Standard & Poor's Financial Services LLC. All rights reserved.

No content (including ratings, credit-related analyses and data, valuations, model, software or other application or output therefrom) or any part thereof (Content) may be modified, reverse engineered, reproduced or distributed in any form by any means, or stored in a database or retrieval system, without the prior written permission of Standard & Poor's Financial Services LLC or its affiliates (collectively, S&P). The Content shall not be used for any unlawful or unauthorized purposes. S&P and any third-party providers, as well as their directors, officers, shareholders, employees or agents (collectively S&P Parties) do not guarantee the accuracy, completeness, timeliness or availability of the Content. S&P Parties are not responsible for any errors or omissions (negligent or otherwise), regardless of the cause, for the results obtained from the use of the Content, or for the security or maintenance of any data input by the user. The Content is provided on an "as is" basis. S&P PARTIES DISCLAIM ANY AND ALL EXPRESS OR IMPLIED WARRANTIES, INCLUDING, BUT NOT LIMITED TO, ANY WARRANTIES OF MERCHANTABILITY OR FITNESS FOR A PARTICULAR PURPOSE OR USE, FREEDOM FROM BUGS, SOFTWARE ERRORS OR DEFECTS, THAT THE CONTENT'S FUNCTIONING WILL BE UNINTERRUPTED OR THAT THE CONTENT WILL OPERATE WITH ANY SOFTWARE OR HARDWARE CONFIGURATION. In no event shall S&P Parties be liable to any party for any direct, indirect, incidental, exemplary, compensatory, punitive, special or consequential damages, costs, expenses, legal fees, or losses (including, without limitation, lost income or lost profits and opportunity costs or losses caused by negligence) in connection with any use of the Content even if advised of the possibility of such damages.

Credit-related and other analyses, including ratings, and statements in the Content are statements of opinion as of the date they are expressed and not statements of fact. S&P's opinions, analyses and rating acknowledgment decisions (described below) are not recommendations to purchase, hold, or sell any securities or to make any investment decisions, and do not address the suitability of any security. S&P assumes no obligation to update the Content following publication in any form or format. The Content should not be relied on and is not a substitute for the skill, judgment and experience of the user, its management, employees, advisors and/or clients when making investment and other business decisions. S&P does not act as a fiduciary or an investment advisor except where registered as such. While S&P has obtained information from sources it believes to be reliable, S&P does not perform an audit and undertakes no duty of due diligence or independent verification of any information it receives. Rating-related publications may be published for a variety of reasons that are not necessarily dependent on action by rating committees, including, but not limited to, the publication of a periodic update on a credit rating and related analyses.

To the extent that regulatory authorities allow a rating agency to acknowledge in one jurisdiction a rating issued in another jurisdiction for certain regulatory purposes, S&P reserves the right to assign, withdraw or suspend such acknowledgment at any time and in its sole discretion. S&P Parties disclaim any duty whatsoever arising out of the assignment, withdrawal or suspension of an acknowledgment as well as any liability for any damage alleged to have been suffered on account thereof.

S&P keeps certain activities of its business units separate from each other in order to preserve the independence and objectivity of their respective activities. As a result, certain business units of S&P may have information that is not available to other S&P business units. S&P has established policies and procedures to maintain the confidentiality of certain non-public information received in connection with each analytical process.

S&P may receive compensation for its ratings and certain analyses, normally from issuers or underwriters of securities or from obligors. S&P reserves the right to disseminate its opinions and analyses. S&P's public ratings and analyses are made available on its Web sites, www.standardandpoors.com (free of charge), and www.ratingsdirect.com and www.globalcreditportal.com (subscription), and may be distributed through other means, including via S&P publications and third-party redistributors. Additional information about our ratings fees is available at www.standardandpoors.com/usratingsfees.

STANDARD & POOR'S, S&P and RATINGSDIRECT are registered trademarks of Standard & Poor's Financial Services LLC.

Annexe 6-11

Rapport de solvabilité de DBRS sur Énergir

Rating Report

Énergir Inc.



Michael R. Rao, CFA
+1 416 597 7542
mrao@dbrs.com

Tom Li
+1 416 597 7378
tli@dbrs.com

Insight beyond the rating.

Ratings

Debt	Rating	Rating Action	Trend
Issuer Rating	A	Confirmed	Stable
Commercial Paper	R-1 (low)	Confirmed	Stable
First Mortgage Bonds *	A	Confirmed	Stable
Senior Secured Notes *	A	Confirmed	Stable

* Guaranteed by Énergir, L.P.

Rating Update

On April 16, 2019, DBRS Limited (DBRS) confirmed the Issuer Rating and the First Mortgage Bonds (FMB) and the Senior Secured Notes (the Notes) ratings of Énergir Inc. (Énergir or the Company) at “A” as well as its Commercial Paper (CP) rating at R-1 (low), all with Stable trends. Énergir’s ratings are based on the credit quality of Énergir, L.P. (the Partnership), which guarantees the Company’s FMBs, the Notes and a secured credit facility that supports the CP program. Énergir is the general partner of the Partnership and serves as its financing entity.

The Partnership’s business risk profile continues to be underpinned by its portfolio of regulated utilities, which provides stable earnings and cash flows. The Partnership’s regulated natural gas distribution utility in Québec (Québec or the Province; rated A (high) with a Stable trend by DBRS) is Énergir-QDA (approximately 62% of EBITDA in the last 12 months ended December 31, 2018 (LTM F2019), which is regulated by the Régie de l’énergie (the Régie). Regulation under the Régie remains supportive of the “A” rating with Énergir-QDA currently operating under a cost-of-service (COS) regime with a reasonable allowed return on equity (ROE) of 8.90% and deemed equity of 46% (including

7.5% of preferred shares). Regulation for the Partnership’s Vermont utilities (approximately 36% of LTM F2019 EBITDA), which include Green Mountain Power Corporation (GMP) and Vermont Gas Systems, Inc. (VGS), have also remained reasonable with allowed ROEs of 9.30% and 8.50%, respectively, on deemed equity of 49.9% and 50.0%, respectively.

DBRS notes that the Partnership has been pursuing opportunities in non-regulated segments, particularly in energy production, services and storage. For F2019, the Partnership intends to invest about \$180 million in solar projects at its wholly owned subsidiary, Standard Solar Inc. (Standard Solar), a vertically integrated power project contractor, operator, developer and owner. While earnings and cash flows from the non-regulated segment are typically more volatile as a result of the higher associated volume risk, DBRS notes that these investments have remained relatively modest compared with capex for the Partnership’s regulated operations. Additionally, under the trust deed, the Partnership’s interest in non-regulated energy-related activities and non-energy-related activities must not exceed 10% of total

Continued on P.2

Financial Information

Énergir, L.P. (consolidated) (U.S. GAAP; DBRS-adjusted ratios)	3 mos. to Dec. 31		12 mos. to Dec. 31	For the year ended September 30			
	2018	2017	2018	2018	2017	2016	2015
Cash flow/Total debt (1)	20.1%	20.0%	16.8%	17.8%	16.0%	16.8%	16.9%
EBIT gross interest coverage (times) (1) (3)	2.97	2.94	2.59	2.57	2.32	2.44	2.61
Total debt in capital structure (1) (2)	66.3%	66.0%	66.3%	65.3%	64.7%	66.5%	65.1%

1 Adjusted for operating leases. 2 Common equity adjusted for accumulated other comprehensive income. 3 Numerator includes distributions received from equity investments.

Issuer Description

Énergir Inc. is a holding company with majority ownership of Énergir, L.P., which owns and operates natural gas distribution in Québec and natural gas and electricity distribution in Vermont as well as financial interests in transmission, storage, gas and other underground systems enterprises. Énergir, L.P. is 71% owned by Énergir Inc. and 29% owned by Valener Inc. (Valener; rated Pfd-2 (low) with a Stable trend by DBRS).

Rating Update (CONTINUED)

non-consolidated assets (4.98% as at December 31, 2018) and non-energy-related activities may not exceed 5% of total non-consolidated assets (none as at December 31, 2018). As such, regulated operations continue to represent the large majority of the Company's activities.

The Partnership's key credit metrics remained steady and commensurate with the "A" rating in LTM F2019. DBRS expects the Partnership's financial risk profile to remain stable and the Partnership to continue funding any free cash flow (FCF) deficits as a result of the capex program (\$540 million for F2019) prudently with a mix of debt and equity to maintain the current ratings.

Rating Considerations

Strengths

1. Supportive regulation in Québec

The regulatory framework in Québec is viewed as supportive, reflecting the following factors: (a) full recovery on gas supply costs through an automatic monthly adjustment mechanism, (b) rate stabilization accounts to mitigate revenue fluctuations due to the weather and (c) reasonable authorized ROE and capital structure ratio.

2. Reasonable financial profile

The Partnership's consolidated financial profile has remained reasonable for the current ratings, including a cash flow-to-debt ratio of 16.8% and an EBIT interest coverage ratio of 2.59 times (x) in LTM F2019. Although the consolidated debt-to-capital ratio of 66.3% at December 31, 2018, was relatively weak for the current ratings, the non-consolidated ratios remained consistent with the ratings (i.e., cash flow-to-debt ratio of 17.6%, debt-to-capital ratio of 56.0% and EBIT interest coverage ratio of 2.05x).

3. Cash flow diversification

The Partnership benefits from a large base of regulated utility assets, including: (a) gas distribution in Québec; (b) U.S. natural gas and electricity distribution in Vermont through GMP and VGS; (c) U.S. electricity transmission in Vermont through majority ownership in Vermont Electric Power Company, Inc. and Vermont Transco LLC (Transco); (d) financial interest in three natural gas transportation enterprises, namely Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. (TQM; rated A (low) with a Stable trend by DBRS), Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS) and Champion Pipe Line Corporation Limited (Champion); and (e) financial interests in wind power projects.

Challenges

1. Higher risks associated with volume and energy cost in Vermont electricity distribution

There is a higher level of volume risk associated with regulated operations in Vermont than in Québec as there is no rate stabilization mechanism for the Partnership's electricity distribution subsidiaries in Vermont to mitigate against volume delivery fluctuations due to the weather.

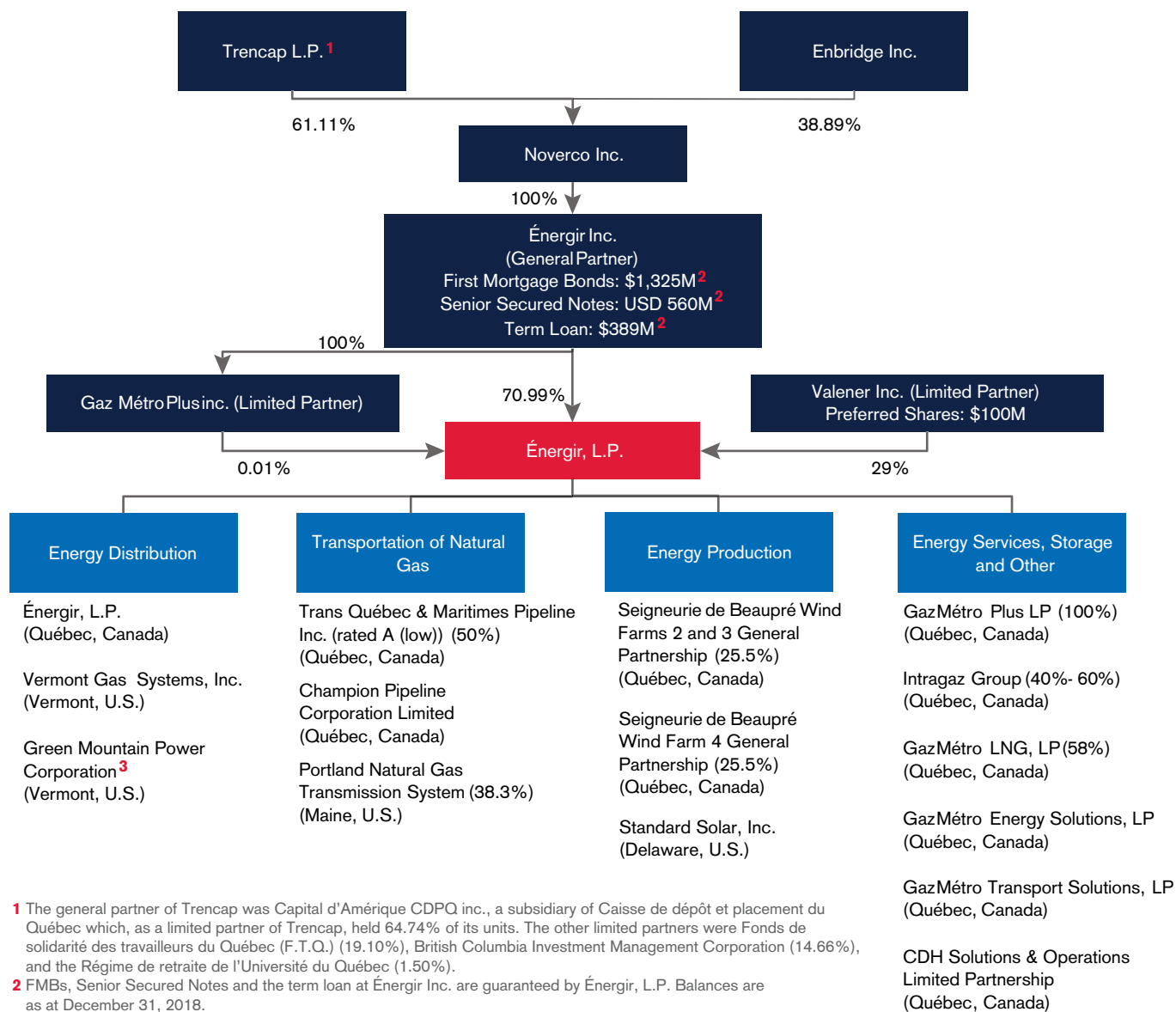
2. Industrial customers are sensitive to economic conditions

In Québec, approximately 60% of natural gas distribution is consumed by industrial customers, whose consumption is highly sensitive to economic conditions. A significant reduction in demand from these customers could affect the Partnership's distribution revenues; however, this risk is mitigated by firm service contracts of more than one year with many of these customers providing guaranteed payment of a significant portion of distribution services, regardless of their levels of consumption. Firm service contracts account for more than 80% of all industrial volume consumption, which provides the Partnership with sufficient time to reallocate its revenue requirement among customer classes if necessary.

3. Risk associated with inaccurate cost projection

Under the current COS methodology, Énergir-QDA may not recover the shortfall between earned net income and allowable net income due to the fixed nature of its earnings sharing mechanism with the Régie. A shortfall may arise if the actual cost of providing such services is higher than the projected cost. If the difference between actual and projected costs is significant, there could be a material negative impact on the Partnership's credit metrics; however, given the long operating history of this utility, DBRS believes that the probability of a materially inaccurate cost projection is low.

Simplified Organizational Chart



¹ The general partner of Trencap was Capital d'Amérique CDPQ inc., a subsidiary of Caisse de dépôt et placement du Québec which, as a limited partner of Trencap, held 64.74% of its units. The other limited partners were Fonds de solidarité des travailleurs du Québec (F.T.Q.) (19.10%), British Columbia Investment Management Corporation (14.66%), and the Régime de retraite de l'Université du Québec (1.50%).

² FMBs, Senior Secured Notes and the term loan at Énergir Inc. are guaranteed by Énergir, L.P. Balances are as at December 31, 2018.

³ Significant ownership interest in Vermont Transco LLC (direct and indirect totaling 73.6%) and Vermont Electric Power Company, Inc (38.8% direct).

Énergir Inc. is the financing vehicle for Énergir, L.P. with funds raised by the Company loaned to the Partnership on similar terms and conditions. Given the mirror-like structure of the financing, the only substantive difference between the two entities is the \$892.8 million of subordinated debt at Énergir Inc. (intercompany debt from Noverco, Inc. (Noverco), not rated by DBRS and not shown in the above chart). Failure to pay interest or principal on the subordinated debt would not cause either acceleration of that debt or a cross default to senior debt. Consequently, the subordinated debt is treated as equity by DBRS.

The trust deeds stipulate that all of the Partnership's interest in non-regulated energy-related activities and non-energy-related activities must not be more than 10% of its total non-consolidated

assets (4.98% as at December 31, 2018). As for non-energy-related activities, the Partnership's interest in such activities may not exceed 5% of its total non-consolidated assets (none as at December 31, 2018).

DBRS notes that Noverco has offered to acquire all of Valener's outstanding common and preferred shares (see DBRS press release, "DBRS Comments on Proposed Acquisition of Valener Inc. by Noverco Inc.," dated March 28, 2019). Based on its preliminary review, DBRS believes that completion of the arrangement as described would have no impact on Énergir's credit profile and that Valener's Cumulative Rate Reset Preferred Shares rating would be discontinued upon repayment.

Consolidated Earnings and Outlook

Énergir, L.P. (consolidated)	3 mos. to Dec. 31		12 mos. to Dec. 31	For the year ended September 30			
	2018	2017	2018	2018	2017	2016	2015
(CAD millions; U.S. GAAP; DBRS-adjusted ratios)							
EBITDA, as adjusted 1, 2	209	190	673	654	587	600	545
EBIT 2	101	95	287	281	259	273	261
Interest expense on long-term debt	37	34	141	138	130	130	133
Net operating earnings after tax 2	61	49	108	96	78	103	80
Total share in earnings of equity investments	40	38	139	137	129	124	119
Net income before non-recurring items	102	85	253	235	228	225	194
Reported net income	119	60	274	216	241	278	181
Return on average common equity	20.8%	18.2%	12.8%	12.1%	12.4%	13.0%	11.2%

Segmented EBITDA **2**

Énergir - QDA	114	105	349	340	329	316	305
VGS and GMP	52	47	200	195	164	193	169
Natural Gas Transportation	0	0	2	2	2	2	2
Energy Production	(4)	(3)	(10)	(10)	(4)	(1)	(1)
Energy Services, Storage and Other	4	4	18	18	12	6	6
Total excluding Corporate and Other	167	153	559	544	503	515	480
Corporate and Other	(2)	(3)	(10)	(11)	(15)	(11)	(8)
Total EBITDA	165	150	548	533	487	505	472
Regulated rate base (Énergir-QDA)			2,157	2,118	2,044	1,956	1,940
Approved deemed common equity (Énergir-QDA)			38.5%	38.5%	38.5%	38.5%	38.5%
Allowed ROE (Énergir-QDA)			8.90%	8.90%	8.90%	8.90%	8.90%

1 Adjusted to remove amortization expenses from direct costs. **2** Excludes earnings from equity investments.

F2018 Summary

The vast majority of the Partnership's EBITDA and earnings are generated by low-risk regulated utilities and pipelines supported by long-term contracts. The Partnership's normalized earnings increased by about 3% in F2018 compared with F2017.

- Énergir-QDA's normalized earnings fell by 1.7%, mainly due to an unfavourable revenue normalization mechanism adjustment in F2018 compared with a favourable adjustment in F2017.
- Combined normalized earnings of GMP and VGS rose by 3.5%, supported by higher rate bases for each entity and a higher allowed ROE, partly offset by lower equity thickness at GMP.

Normalized earnings were also negatively affected by a less favourable exchange rate for U.S. operations.

Q1 F2019 Summary and Outlook

Normalized earnings for Q1 F2019 rose by 21% compared with Q1 F2018. Énergir-QDA's normalized earnings rose by 2.8% while combined normalized earnings of GMP and VGS rose by 37%, largely due to colder temperatures and timing with respect to the U.S. tax reform, which are expected to be reversed by the end of F2019.

DBRS expects the Partnership's normalized earnings for the year to be supported by continued rate-base growth in the regulated operations.

Consolidated Financial Profile

Énergir, L.P. (consolidated)	3 mos. to Dec. 31		12 mos. to Dec. 31	For the year ended September 30			
	2018	2017	2018	2018	2017	2016	2015
(CAD millions; U.S. GAAP; DBRS-adjusted ratios)							
Net income before non-recurring items	102	85	253	235	228	225	194
Depreciation & amortization	108	95	386	373	327	327	284
Distributions received	26	22	130	126	102	112	122
Non-cash share in earnings of equity investments	(40)	(38)	(139)	(137)	(129)	(124)	(119)
Deferred income taxes/Other	2	25	35	57	39	50	53
Cash flow from operations	199	189	664	654	567	590	534
Distributions to partners	(52)	(52)	(217)	(216)	(204)	(197)	(187)
Capex	(105)	(135)	(429)	(459)	(573)	(691)	(742)
Gross free cash flow	41	2	18	(21)	(210)	(298)	(394)
Change in working capital	(173)	(152)	(41)	(20)	13	18	29
Change in regulatory assets & deferred charges	17	7	1	(9)	(20)	(79)	(39)
Net free cash flow	(115)	(144)	(22)	(50)	(217)	(359)	(405)
Acquisitions/Long-term investments	(25)	(93)	(17)	(85)	(8)	(56)	(41)
Net change in equity	2	6	11	15	140	15	282
Net change in debt	162	231	(8)	61	135	382	139
Other	3	2	11	10	(1)	(1)	12
Change in cash	27	3	(24)	(48)	49	(19)	(14)
Total debt	3,944	3,771	3,944	3,659	3,526	3,497	3,147
Total debt in capital structure 1 2	66.3%	66.0%	66.3%	65.3%	64.7%	66.5%	65.1%
EBIT gross interest coverage (times) 1 3	2.97	2.94	2.59	2.57	2.32	2.44	2.61
Cash flow/Total debt 1	20.1%	20.0%	16.8%	17.8%	16.0%	16.8%	16.9%
Distributions/Net income before non-recurring items	51.0%	61.6%	85.7%	92.2%	89.4%	87.7%	95.9%

Non-Consolidated Metrics

Total debt in capital structure 1 2	56.0%	56.2%	56.0%	55.1%	54.9%	56.7%	55.1%
EBIT gross interest coverage (times) 1 3	3.00	3.46	2.05	2.14	2.31	2.11	2.37
Cash flow/Total debt 1	24.1%	24.0%	17.6%	18.7%	17.7%	16.6%	17.1%

1 Adjusted for operating leases. **2** Common equity adjusted for accumulated other comprehensive income. **3** Numerator includes distributions received from equity investments.

F2018 Summary

The Partnership's key credit metrics remained supportive of the ratings in F2018. The non-consolidated debt-to-capital ratio of 55.1% was in line with the regulatory capital structure of 46% equity (including 7.50% of preferred shares).

- Cash flow from operations increased by 15%, mainly due to higher rates and the favourable impact of colder temperatures at Énergir-QDA combined with higher distributions received from equity investments.
- Capex decreased significantly in F2018, largely as a result of the April 2017 completion of VGS's system development project in Addison County as well as the startup of Gaz Métro LNG's second liquefaction train at the liquefaction, storage and regasification plant.
- The Partnership distributed over 90% of net income to its limited partners. Under the Partnership Agreement, Énergir, L.P. will not distribute any less than 85% of its net income before non-recurring items to its partners, except under extraordinary circumstances.

- The Partnership funded its net FCF deficit mainly with debt issuance.

Q1 F2019 Summary and Outlook

The Partnership's key credit metrics remained relatively stable in LTM F2019. The debt-to-capital and cash flow-to-debt ratios weakened modestly as a result of the higher debt load.

- Capex fell in Q1 F2019 compared with Q1 F2018, mainly due to lower investments within the Energy Distribution segment and in Standard Solar's solar farm projects.
- The Partnership has forecast capex of \$570 million in F2019 with an estimated \$360 million for the energy distribution activities in Québec and Vermont as well as \$180 million for Standard Solar.
- The Partnership's financial profile is expected to remain relatively stable in F2019 with metrics remaining supportive of the current ratings.

Liquidity

Credit Facility (non-consolidated)

As at December 31, 2018	Maturity	Committed	Drawn/CP Backstop	Letters of credit	Available
Secured Term Loan	Mar-2023	800.0	389.4	25.8	384.8
Total		800.0	389.4	25.8	384.8

Énergir has an investment policy in place such that the Company should not have CP maturities that exceed an aggregate amount of \$35 million for two consecutive business days to ensure that the \$50 million swingline facility, which is available under its credit facility, maintains adequate liquidity to backstop the CP

program. The debt issued under this term loan is guaranteed by the Partnership and matures in March 2024. Énergir is expected to continue to reserve capacity under its bank credit facility for amounts outstanding under the CP program.

Long-Term Debt

The following is a table of the Partnership's debt maturities on a consolidated basis:

Consolidated Debt Maturities

as of December 31, 2018	<u>2019</u>	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>Thereafter</u>	<u>Total</u>
(CAD millions)							
Énergir	100	100	150	177	388	1,561	2,476
NNEEC	0	0	0	68	0	68	136
VGS	1	1	1	1	1	157	164
GMP	97	136	43	12	1	830	1,119
Other					12		12
Sub Total	198	237	194	259	403	2,616	3,907
Financing costs							(17)
Total							3,891

The debt maturity schedule is reasonably spread out with minimal refinancing risk over the next five years.

Covenants and Restrictions

The Partnership's long-term trust deeds and other agreements contain restrictive covenants that restrict its issuance of any long-term debt if such issuance would result in its long-term debt-to-total capitalization ratio exceeding 65% and its long-term debt interest coverage ratio being less than 1.5x (both on a non-consolidated basis). In addition:

If the Partnership's long-term debt-to-capitalization ratio exceeds 75% (on a non-consolidated basis), it will not make a distribution to its partners.

- As of September 30, 2018, the Partnership's non-consolidated long-term debt-to-total capitalization ratio and the non-consolidated long-term debt interest ratio were 53.3% and 3.70x, respectively.
- The Partnership's interests in non-regulated energy-related activities and non-energy-related activities must not be more than 10% of its total non-consolidated assets (4.98% at December 31, 2018), and its interest in such activities may not exceed 5% of its total non-consolidated assets. As at December 31, 2018, the Partnership had no interest in such activities.

Regulation Update

1. Énergir -QDA – Regulated by the Régie

Énergir-QDA continues to operate under COS for F2019. The regulatory framework in Québec is viewed as supportive with the following major features:

- Natural gas supply costs are fully passed on to customers through an automatic monthly adjustment mechanism.
- All transportation costs charged by TransCanada PipeLines Limited (TCPL; rated A (low) with a Stable trend by DBRS) are included in the COS of Énergir-QDA and are reflected in its transportation rates.

- Énergir-QDA is allowed to recover the cost of providing its service and to earn a reasonable rate of return on its rate base.
- Énergir-QDA has been subject to the Cap and Trade System regulation effective January 1, 2015. The compliance cost is fully passed onto ratepayers.

The following table summarizes the key regulatory parameters for Énergir-QDA:

	F2019	F2018	F2017	F2016
Authorized ROE (on common equity)	8.90%	8.90%	8.90%	8.90%
Deemed equity (including 7.5% of preferred shares)	46%	46%	46%	46%
Average rate base in rate case	\$2,157 million	\$2,118 million	\$2,044 million	\$1,956 million

In December 2018, as part of Phase I of its 2020 rate case, Énergir-QDA submitted a proposal to the Régie that would ease the regulatory process by introducing multi-year treatments of certain rate-setting parameters. The proposal would be in effect for the next three rate cases (2020 to 2022) until the parameters of an incentive mechanism are fully developed. The Régie released its decisions on Phase I in March 2019, renewing the authorized ROE of 8.9% for F2020. Operating expenses for F2020 to F2022 will be subject to an indexation formula comprising increased price index (75% Provincial hourly wages and earnings index, 25% Provincial consumer price index) and customer growth, adjusted by a discount factor of 0.75. A decision on Phase II is expected in fall 2019.

2. Vermont Distribution Utilities – Regulated by Vermont Public Utilities Commission (VPUC)

GMP and VGS are regulated by the VPUC. Rates for their activities are established based on a COS methodology. The base rates for the Partnership's Vermont utilities are approved annually by the VPUC whereas natural gas and electricity prices are adjusted quarterly and annually, respectively, using the rate-adjustment mechanism in place. The following table summarizes the key regulatory parameters for the two Vermont utility subsidiaries:

	F2019			F2018			F2017		
	Deemed equity	Authorized ROE	Average rate base (USD)	Deemed equity	Authorized ROE	Average rate base (USD)	Deemed equity	Authorized ROE	Average rate base (USD)
GMP	49.9%	9.30%	1,558 million	48.6%	9.10%	1,433 million	50.3%	9.02%	1,353 million
VGS	50%	8.50%	255 million	50%	8.50%	248 million	50%	8.50%	202 million

GMP

Effective October 1, 2012, Green Mountain and Central Vermont Public Service Corporation merged to form GMP. As part of the merger agreement, GMP agreed to the following savings-sharing plan during the first ten years following the close of the merger: (1) flow through to ratepayers via rates credits of USD 2.5 million, USD 5.0 million and USD 8.0 million in 2013, 2014 and 2015, respectively; (2) 50% of total savings from 2016 to 2020 (USD 15.6 million in 2016, USD 16.9 million in 2017 and estimated USD 18.2 million in 2018, USD 14 million in 2019 and USD 14.5 million in 2020); and (3) all savings in 2021 and 2022. GMP is required to file a savings guarantee plan with the VPUC by December 31, 2022, to compensate ratepayers if the total merger saving is less than USD 144 million during the ten-year period. GMP expects to realize sufficient synergies to reach the USD 144 million objective.

In April 2018, GMP filed its COS proposal for January 1, 2019, to September 30, 2019, to align GMP's rate period with its fiscal year. In December 2018, the VPUC approved an overall rate increase of 5.43% based on an authorized ROE of 9.30% and deemed equity of 49.85% for the period; however, the rate increase will be more than fully offset by the impact of reimbursements to customers of the regulatory liabilities related to the December 2017 U.S. Tax Reform legislation, thereby resulting in an overall decrease of 0.90%. DBRS does not expect the modest decrease in rates to have a material impact on the Partnership's earnings and cash flows.

In June 2018, GMP filed a proposal to adopt a new multi-year regulation plan. Hearings are scheduled for April 2019 and the VPUC is expected to issue its decision in June 2019.

Regulation Update (CONTINUED)

VGS

VGS is subject to an Alternative Regulation Plan for F2019, which includes a natural gas cost quarterly adjustment mechanism.

In February 2018, VGS filed a COS proposal for F2019. In August 2018, VGS reached an agreement with the Vermont Department of Public Service regarding its 2019 rate case that provides for a 3.9% increase in distribution rates and an average rate base of USD 255.5 million. In October 2018, the agreement was approved by the VPUC and the new rates took effect on November 1, 2018.

3. Vermont Electricity Transmission – Regulated by the Federal Energy Regulatory Commission (FERC)

Transco, which is 73.6% indirectly owned by the Partnership, owns transmission assets in Vermont. Transco operates under a COS framework regulated by the FERC, which allows it to recover all prudently incurred operating costs. Transco is not exposed to any volume or commodity risk.

There have been complaints filed to the FERC regarding the New England Transmission Owner's allowed ROE, which led to a reduction in the base ROE. Although the lower ROEs will reduce the revenues collected by Transco through the ISO New England Inc. Transmission, Markets, and Services Tariff, the shortfall will be collected through the 1991 Vermont Transmission Agreement with regional electricity distribution companies in Vermont and will not have a negative impact on Transco's earnings and cash flows. Additionally, even though this will place more rate pressure on the Vermont distribution utilities and their customers as they will have to contribute a larger portion of the 11.8% weighted-average return allowed for Transco's membership units, DBRS does not anticipate changes to the 1991 Agreement. DBRS notes that the FERC issued an Order Directing Briefs in October 2018, proposing a

methodology to determine the just and reasonable ROE and range. Based on the FERC's preliminary analysis, it has calculated a just and reasonable ROE range of 9.60% to 10.99% with a just and reasonable ROE of 10.41% and a cap of 13.08%.

4. Pipelines – Regulated by the National Energy Board (NEB) in Canada and by the FERC

TQM – Regulated by the NEB

In April 2017, TQM (50% owned) reached a multi-year settlement agreement with its interested parties, establishing the mechanisms for determining TQM's annual revenue requirements for 2017–2021. Under this agreement, annual rates are calculated using a formula that includes a fixed-cost component and a component that is fully recoverable from or payable to customers (refer to the TQM report dated November 19, 2018, for more details).

Champion – Regulated by the NEB

Champion (100% owned) operates two natural gas pipelines that cross the Ontario border and supply Énergir's distribution system in northwestern Québec. Its activities are regulated by the NEB with tolls based on an annual COS methodology. Champion uses a ROE and capital structure equivalent to those approved by the Régie for Énergir-QDA (the deemed equity component was set at 46% and the authorized ROE was set at 8.90% for F2018).

PNGTS – Regulated by the FERC

PNGTS (38.3% owned) originates at the Québec border and extends to the suburbs in Boston, Massachusetts. PNGTS is regulated by the FERC on a COS basis. To meet growing demand for natural gas in New England, PNGTS will need to raise its network capacity by adding, among other things, a compressor to the Elliot station, for which work is expected in 2020. Projected investments will amount to \$55 million for TQM and \$85 million for PNGTS.

Description of Operations

The Partnership's main business segments are described below.

1. Energy Distribution (88.3% of reported adjusted F2018 net income, excluding Corporate Affairs)

- The Partnership's regulated natural gas distribution utility in Québec, Énergir-QDA (50.9% of reported adjusted F2018 net income, excluding Corporate Affairs), delivers 97% of the province's natural gas consumed and serves more than 205,000 customers.
- GMP is the largest electricity distributor in Vermont, serving more than 265,000 customers. GMP generates, transports, distributes, purchases and sells electricity as well as provides electric network construction services in Vermont. GMP also transports electricity in New Hampshire and generates relatively small amounts of electricity in New York, Maine and Connecticut.
- VGS is the sole gas distributor in Vermont, serving more than 50,000 customers and provides other energy-related services, including increased energy efficiency by renovating natural gas equipment.

2. Natural Gas Transportation (7.1% of reported adjusted F2018 net income, excluding Corporate Affairs)

- TQM (50% owned) operates a gas pipeline in Québec that connects upstream with TCPL and downstream with PNGTS and the Énergir-QDA system.
- Champion operates two gas pipelines that cross the Ontario-Québec border to supply the Partnership's distribution system in Northwestern Québec.
- PNGTS's pipeline (38% owned) originates at the Québec border and extends to the suburbs of Boston.

3. Electricity Production (1.5% of reported adjusted F2018 net income, excluding Corporate Affairs)

- This segment consists of non-regulated energy production activities related to Wind Farms 2, 3 and 4 as well as Standard Solar activities.
- Wind Farms 2 and 3 are an equal-share joint venture (JV) of Boralex Inc. and Beaupré Éole General Partnership, 51% of which is owned by the Partnership and the remaining 49% is owned by Valener. As a result, the Partnership owns 25.5% of the equity interest. The JV's core business includes owning and operating wind farms with an installed capacity of 272 megawatts (MW). All electricity generated is sold to Hydro-Québec (rated A (high)/R-1 (middle) with Stable trends by DBRS) under an agreement that expires in 2033.
- Wind Farm 4 is an equal-share joint venture of Boralex and Beaupré Éole 4, in which 51% is owned by Énergir, L.P. and the remaining 49% owned by Valener. As a result, Énergir, L.P. owns 25.5% of the equity interest. Wind Farm 4 owns and operates a wind farm with an installed capacity of 68 MW. All electricity generated is sold to Hydro-Québec under agreement that expire in 2034.
- The Partnership acquired Standard Solar in April 2017. Standard Solar develops and owns solar power systems, the power from which is sold to customers under long-term power-purchase agreements. It also provides contractor and operating services.

4. Energy Services, Storage and Other (3.1% of reported adjusted F2018 net income, excluding Corporate Affairs)

- Through subsidiaries, the Partnership (a) sells natural gas as fuel for transportation; (b) develops liquefied natural gas marketing and production activities to market compressed natural gas; (c) offers natural-gas-powered appliance sales, leases and maintenance services; and (d) operates the Montréal Thermal Plant, which supplies heat and air conditioning to the downtown area. The activities related to energy services are not regulated.
- The Partnership owns an indirect interest in Intragaz Ltd., whose main activity is underground natural gas storage and is regulated on a COS basis by the Régie.

Énergir, L.P.

(CAD millions)	Dec. 31	Sep. 30			Dec. 31	Sep. 30	
Assets	2018	2018	2017	Liabilities & Equity	2018	2018	2017
Cash & equivalents	77	52	101	S.T. borrowings	53	43	49
Accounts receivable	449	230	192	Current portion L.T.D.	199	213	13
Inventories	99	81	97	Accounts payable	368	317	372
Other current assets	261	237	258	Other current liab.	214	197	163
Total current assets	886	600	649	Total current liabilities	834	770	598
				Long-term debt (L.T.D.)	3,692	3,403	3,463
Net fixed assets	4,680	4,524	4,254	Regulatory liabilities	730	661	382
Goodwill & intangibles	752	765	827	Other L.T. liabilities	935	905	1,134
Regulatory assets	429	402	542	Minority interest	63	65	58
Investments & others	1,557	1,448	1,257	Shareholders equity	2,049	1,935	1,893
Total assets	8,304	7,740	7,528	Total liab. & SE	8,304	7,740	7,528

	3 mos. to Dec. 31		12 mos. to Dec. 31		For the year ended September 30		
Balance Sheet & Liquidity & Capital Ratios	2018	2017	2018	2018	2017	2016	2015
Current ratio	1.06	1.32	1.06	0.78	1.09	1.01	1.05
Total debt in capital structure	65.1%	65.6%	65.1%	64.7%	64.4%	65.9%	64.5%
Total debt in capital structure 1 2	66.3%	66.0%	66.3%	65.3%	64.7%	66.5%	65.1%
Cash flow/Total debt	20.2%	20.0%	16.8%	17.9%	16.1%	16.9%	17.0%
Cash flow/Total debt 1	20.1%	20.0%	16.8%	17.8%	16.0%	16.8%	16.9%
(Cash flow - dividends)/Capex	1.39	1.01	1.04	0.95	0.63	0.57	0.47
Distributions/Net income before non-recurring items	51.0%	61.6%	85.7%	92.2%	89.4%	87.7%	95.9%
Coverage Ratios (times)							
EBIT gross interest coverage	2.37	2.39	1.78	1.77	1.66	1.73	1.78
EBIT gross interest coverage 1 3	2.97	2.94	2.59	2.57	2.32	2.44	2.61
EBITDA gross interest coverage	4.92	4.80	4.17	4.13	3.76	3.80	3.72
Fixed-charge coverage	2.37	2.39	1.78	1.77	1.66	1.73	1.78
Debt/EBITDA	4.72	4.96	5.86	5.59	6.01	5.82	5.77
Profitability Ratios							
Return on equity	20.8%	18.2%	12.8%	12.1%	12.4%	13.0%	11.2%
Return on capital	9.1%	7.9%	6.1%	6.1%	6.0%	6.3%	5.7%

1 Adjusted for operating leases.

2 Common equity adjusted for accumulated other comprehensive income.

3 Numerator includes distributions received from equity investments.

Rating History

	Current	2018	2017	2016	2015	2014
Issuer Rating	A	A	A	A	A	A
Commercial Paper	R-1 (low)	R-1 (low)	R-1 (low)	R-1 (low)	R-1 (low)	R-1 (low)
First Mortgage Bonds *	A	A	A	A	A	A
Senior Secured Notes *	A	A	A	A	A	A

* Guaranteed by Énergir, L.P.

Previous Actions

- Confirmed, April 16, 2018.

Related Research

- “DBRS Confirms Valener Inc. at Pfd-2 (low), Stable Trend,” April 16, 2019.

Commercial Paper Limit

- \$800 million.

Previous Report

- Énergir Inc.: Rating Report, April 16, 2018.

Notes:

All figures are in Canadian dollars unless otherwise noted.

For the definition of Issuer Rating, please refer to Rating Definitions under Rating Policy on www.dbrs.com.

Generally, Issuer Ratings apply to all senior unsecured obligations of an applicable issuer, except when an issuer has a significant or unique level of secured debt.

The DBRS group of companies consists of DBRS, Inc. (Delaware, U.S.)(NRSRO, DRO affiliate); DBRS Limited (Ontario, Canada)(DRO, NRSRO affiliate); DBRS Ratings GmbH (Frankfurt, Germany)(CRA, NRSRO affiliate, DRO affiliate); and DBRS Ratings Limited (England and Wales)(CRA, NRSRO affiliate, DRO affiliate). For more information on regulatory registrations, recognitions and approvals, please see: <http://www.dbrs.com/research/highlights.pdf>.

© 2019, DBRS. All rights reserved. The information upon which DBRS ratings and other types of credit opinions and reports are based is obtained by DBRS from sources DBRS believes to be reliable. DBRS does not audit the information it receives in connection with the analytical process, and it does not and cannot independently verify that information in every instance. The extent of any factual investigation or independent verification depends on facts and circumstances. DBRS ratings, other types of credit opinions, reports and any other information provided by DBRS are provided “as is” and without representation or warranty of any kind. DBRS hereby disclaims any representation or warranty, express or implied, as to the accuracy, timeliness, completeness, merchantability, fitness for any particular purpose or non-infringement of any of such information. In no event shall DBRS or its directors, officers, employees, independent contractors, agents and representatives (collectively, DBRS Representatives) be liable (1) for any inaccuracy, delay, loss of data, interruption in service, error or omission or for any damages resulting therefrom, or (2) for any direct, indirect, incidental, special, compensatory or consequential damages arising from any use of ratings and rating reports or arising from any error (negligent or otherwise) or other circumstance or contingency within or outside the control of DBRS or any DBRS Representative, in connection with or related to obtaining, collecting, compiling, analyzing, interpreting, communicating, publishing or delivering any such information. Ratings, other types of credit opinions, other analysis and research issued or published by DBRS are, and must be construed solely as, statements of opinion and not statements of fact as to credit worthiness, investment advice or recommendations to purchase, sell or hold any securities. A report with respect to a DBRS rating or other credit opinion is neither a prospectus nor a substitute for the information assembled, verified and presented to investors by the issuer and its agents in connection with the sale of the securities. DBRS may receive compensation for its ratings and other credit opinions from, among others, issuers, insurers, guarantors and/or underwriters of debt securities. DBRS is not responsible for the content or operation of third party websites accessed through hypertext or other computer links and DBRS shall have no liability to any person or entity for the use of such third party websites. This publication may not be reproduced, retransmitted or distributed in any form without the prior written consent of DBRS. ALL DBRS RATINGS AND OTHER TYPES OF CREDIT OPINIONS ARE SUBJECT TO DISCLAIMERS AND CERTAIN LIMITATIONS. PLEASE READ THESE DISCLAIMERS AND LIMITATIONS AT <http://www.dbrs.com/about/disclaimer>. ADDITIONAL INFORMATION REGARDING DBRS RATINGS AND OTHER TYPES OF CREDIT OPINIONS, INCLUDING DEFINITIONS, POLICIES AND METHODOLOGIES, ARE AVAILABLE ON <http://www.dbrs.com>.

Annexe 6-12
Rapport annuel 2018 d'Énergir

Rapport
annuel
2018

Interagir

VALENER INC. (en millions de dollars, sauf pour les données par action qui sont en dollars et lorsque indiqué autrement)	Exercices clos les 30 septembre	
	2018	2017
RÉSULTATS ET FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS		
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	46,4	53,1
Par action ordinaire ¹⁾	1,19	1,37
Bénéfice net ajusté attribuable aux actionnaires ordinaires ²⁾	54,1	53,0
Par action ordinaire ¹⁾²⁾	1,39	1,37
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	62,2	60,3
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées ²⁾	57,6	56,0
Par action ordinaire ²⁾	1,48	1,44
Dividendes déclarés par action ordinaire	1,16	1,13
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires de base et dilué en circulation (en millions)	39,0	38,8
AUTRES INFORMATIONS		
Cotes des actions ordinaires à la TSX :		
Haut	23,28	23,23
Bas	19,00	18,76
À la clôture	19,09	22,06
BILANS CONSOLIDÉS		
	30 septembre 2018	30 septembre 2017
Total de l'actif	928,0	913,9
Total de la dette	85,9	103,8
Total des capitaux propres	778,0	757,0

ÉNERGIR, S.E.C. (en millions de dollars, sauf pour les données par part qui sont en dollars et lorsque indiqué autrement)	Exercices clos les 30 septembre	
	2018	2017
RÉSULTATS ET FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS		
Revenus	2 553,7	2 526,6
Marge bénéficiaire brute	1 021,9	998,1
Bénéfice net attribuable aux associés	215,9	240,8
Par part ³⁾	1,26	1,42
Bénéfice net ajusté attribuable aux associés ²⁾	234,6	228,3
Par part ²⁾³⁾	1,37	1,35
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	625,1	559,8
Acquisitions de propriétés, aménagements et équipements	400,8	503,4
Ratio des fonds provenant de l'exploitation / Dette ²⁾ (en %)	17,9	16,0
Distributions déclarées par part	1,20	1,17
Nombre moyen pondéré de parts de base et dilué en circulation (en millions)	171,8	169,5
AUTRES INFORMATIONS		
Notations de crédit		
Corporative (S&P) ⁴⁾	A	A
Obligations de première hypothèque (S&P/DBRS) ⁴⁾	A+/A	A+/A
Papier commercial (S&P/DBRS) ⁴⁾	A-1(moyen)/R-1(bas)	A-1(moyen)/R-1(bas)
BILANS CONSOLIDÉS		
	30 septembre 2018	30 septembre 2017
Total de l'actif	7 739,5	7 528,1
Total de la dette ⁵⁾	3 653,6	3 520,2
Capitaux propres attribuables aux associés	1 935,1	1 892,8
Par part	11,26	11,02

¹⁾ De base et dilué par action ordinaire.

²⁾ Ces mesures financières sont non définies en vertu des PCGR. Pour plus de détails, se référer à la section A) APERÇU DE VALENER ET AUTRES pour Valener et à la section L) APERÇU D'ÉNERGIR, S.E.C. ET AUTRES pour Énergir, s.e.c.

³⁾ De base et dilué par part attribuable aux associés.

⁴⁾ Par l'entremise de son commandité, Énergir inc.

⁵⁾ Le total de la dette d'Énergir, s.e.c. correspond à la somme des emprunts bancaires, de la dette à long terme et de ses échéances courantes.

TABLE DES MATIÈRES

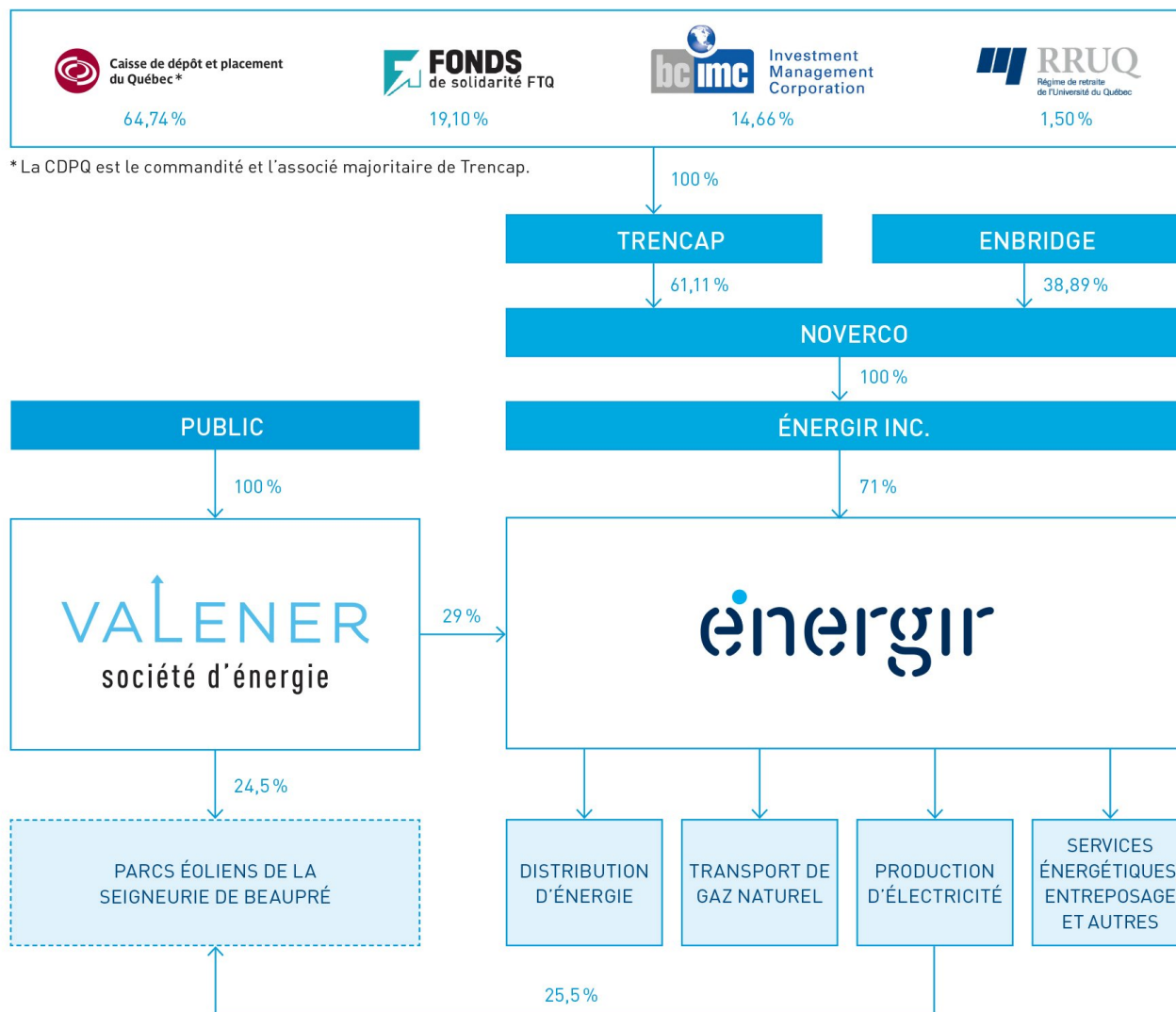
RAPPORT DE GESTION		
VALENER INC. ET ÉNERGIR, S.E.C.		
Mise en garde relativement aux déclarations prospectives		2
Contrôles et procédures de communication de l'information et contrôle interne à l'égard de l'information financière		3
VALENER INC.	ÉNERGIR, S.E.C.	
A) Aperçu de Valener et autres	L) Aperçu d'Énergir, s.e.c. et autres	19
B) Sommaire de la performance financière annuelle consolidée	M) Contexte du marché de l'énergie et d'Énergir, s.e.c.	28
C) Situation financière consolidée	N) Sommaire de la performance financière annuelle consolidée	31
D) Gestion de la trésorerie et des capitaux	O) Résultats sectoriels	36
E) Facteurs de risque de Valener	P) Situation financière consolidée	49
F) Modifications comptables	Q) Gestion de la trésorerie et des capitaux	50
G) Instruments financiers	R) Facteurs de risque d'Énergir, s.e.c.	56
H) Estimations comptables critiques	S) Modifications comptables	66
I) Informations supplémentaires	T) Instruments financiers	67
J) Résultats trimestriels	U) Estimations comptables critiques	69
K) Événements postérieurs à la date du bilan	V) Informations supplémentaires	71
	W) Résultats trimestriels	72
	X) Événement postérieur à la date du bilan	73
Glossaire		74
Revue des cinq dernières années - statistiques d'exploitation consolidées		75
Revue des dix dernières années - données financières consolidées		76
Renseignements aux actionnaires		78

RAPPORT DE GESTION

VALENER INC. ET ÉNERGIR, S.E.C.

Valener est constituée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. Les actions ordinaires et les actions privilégiées de série A de Valener sont inscrites et se négocient à la TSX sous les symboles « VNR » et « VNR.PR.A » respectivement. Valener détient une participation de 29 % dans Énergir, s.e.c., dont les activités principales sont la distribution de gaz naturel au Québec et au Vermont et la distribution d'électricité au Vermont. Valener détient aussi des participations indirectes dans des parcs éoliens, par le biais de ses filiales ¹⁾ à part entière Valener Éole et Valener Éole 4. Ces dernières détiennent respectivement une participation de 49 % dans Beaupré Éole et dans Beaupré Éole 4, lesquelles détiennent respectivement une participation de 50 % dans Parcs 2 et 3 et dans Parc 4, dont les activités principales sont de détenir et d'exploiter des parcs éoliens.

Le diagramme suivant illustre la structure corporative de Valener et d'Énergir, s.e.c. au 30 septembre 2018.



Les états financiers de Valener Éole et de Valener Éole 4 sont consolidés dans les états financiers de Valener. Valener comptabilise ses autres placements à la valeur de consolidation et ne consolide donc pas les résultats d'Énergir, s.e.c., de Beaupré Éole et de Beaupré Éole 4. Dans le but de permettre aux actionnaires de Valener de comprendre les résultats de ses opérations, les états financiers consolidés audités de Valener et ceux d'Énergir, s.e.c. sont présentés. Ce rapport de gestion fournit une revue des développements qui ont eu des impacts significatifs sur la performance financière de Valener et d'Énergir, s.e.c. pour l'exercice financier clos le 30 septembre 2018. Ce rapport de gestion doit être lu conjointement avec les états financiers consolidés audités de Valener et d'Énergir, s.e.c. pour les exercices financiers clos les 30 septembre 2018 et 2017. La monnaie de présentation est le dollar canadien. Tous les montants dans ce rapport sont en millions de dollars canadiens, sauf lorsque indiqué autrement. Il est possible que des écarts subsistent puisque des chiffres ont été arrondis.

¹⁾ Les termes filiale, satellite et coentreprise sont utilisés au sens des PCGR.

RAPPORT DE GESTION

Le terme « Énergir, s.e.c. » est utilisé au sens consolidé alors que « DaQ » réfère à Énergir, s.e.c. dans le cadre de son activité de distribution de gaz naturel au Québec.

MISE EN GARDE RELATIVEMENT AUX DÉCLARATIONS PROSPECTIVES

Afin de permettre aux investisseurs de mieux comprendre les perspectives d'avenir de Valener et d'Énergir, s.e.c., et d'ainsi prendre des décisions de placement plus éclairées, le présent rapport de gestion peut contenir des informations prospectives, notamment celles qui se rapportent à des mesures, à des activités, à des événements, à des résultats ou à des faits nouveaux que Valener ou qu'Énergir, s.e.c. prévoient ou auxquels elles s'attendent à l'avenir et d'autres informations qui ne constituent pas des faits historiques. Ces informations prospectives tiennent compte des intentions, des projets, des attentes et des opinions de la direction du gestionnaire concernant la croissance, les résultats d'exploitation, le rendement, les perspectives et les occasions d'affaires futures de Valener ou d'Énergir, s.e.c. Les informations prospectives se remarquent souvent par l'utilisation de mots comme « projette », « s'attend », « attendu », « budgétisé », « prévu », « estimé », « visé », « ciblé », « prévoit », « a l'intention », « anticipe », « croit » ou par des énoncés selon lesquels certaines mesures « pourraient » ou « devraient » être prises ou « seront » prises, certains événements « pourraient » ou « devraient » avoir lieu ou « auront » lieu, certains résultats « pourraient », « sont susceptibles de » ou « devraient » être atteints ou « seront » atteints et autres variantes et expressions similaires, de même que leurs formes négatives et leurs conjugaisons, lorsqu'il est question de Valener ou d'Énergir, s.e.c. Les informations prospectives du présent rapport de gestion incluent notamment des informations relatives (i) au développement général des affaires incluant, sans limitation, le développement, dont la production et la commercialisation du GNL et du GNC, notamment dans le marché du transport, le marché maritime et le marché industriel, (ii) aux perspectives de croissance ou de rentabilité, (iii) à certaines décisions des organismes de réglementation, ainsi qu'à leur teneur et au moment où elles seront rendues, (iv) à la situation concurrentielle, incluant l'effet des fluctuations des prix des produits pétroliers observées à l'échelle mondiale, (v) à la Politique énergétique du Québec 2030 et à sa mise en oeuvre, ainsi qu'au positionnement d'Énergir, s.e.c. à cet égard, (vi) à la réforme fiscale américaine de décembre 2017, communément appelée *Tax Cuts and Jobs Act* (« réforme fiscale américaine »), (vii) aux versements anticipés des distributions des Parcs éoliens SDB, (viii) à la distribution de biométhane dans les réseaux d'Énergir, s.e.c., (ix) à la situation relative aux liquidités et à la capacité de financement de Valener et d'Énergir, s.e.c., (x) aux gains d'efficacité et de synergies éventuels à la suite de la fusion de GMP et de CVPS, (xi) aux projets de développement de réseaux et de nouvelles énergies, (xii) ainsi qu'aux versements anticipés des distributions d'Énergir, s.e.c. et à la croissance et aux versements anticipés des dividendes de Valener. Ces informations prospectives tiennent compte des opinions actuelles de la direction du gestionnaire et sont fondées sur des renseignements qui sont actuellement à la disposition de la direction du gestionnaire.

Les informations prospectives mettent en cause des risques et des incertitudes connus et inconnus ainsi que d'autres facteurs indépendants de la volonté de la direction du gestionnaire. Un certain nombre de facteurs pourraient faire en sorte que les résultats réels de Valener ou d'Énergir, s.e.c. diffèrent de façon importante des résultats historiques ou des attentes actuelles telles qu'elles sont exprimées dans les informations prospectives, notamment, sans limiter la généralité de ce qui précède, la teneur des décisions rendues par les organismes de réglementation, les incertitudes liées à l'obtention par Énergir, s.e.c. des approbations des organismes de réglementation et des parties intéressées pour exercer l'ensemble de ses activités et les risques socio-économiques associés à de telles activités, les incertitudes liées à la mise en oeuvre de la Politique énergétique du Québec 2030, le caractère concurrentiel du gaz naturel par rapport à d'autres sources d'énergie dans un contexte de fluctuations des prix des produits pétroliers observées à l'échelle mondiale, la fiabilité ou les coûts des approvisionnements en gaz naturel et en électricité, l'intégrité des systèmes de transport et de distribution de gaz naturel et d'électricité, l'évolution et la rentabilité des Parcs éoliens SDB et d'autres projets de développement, la capacité de Valener de générer suffisamment de liquidités pour soutenir la cible de croissance annuelle anticipée de son dividende ayant trait aux actions ordinaires, la capacité de réaliser des acquisitions attrayantes y compris leur financement et leur intégration, la capacité de réaliser de nouveaux projets de développement, la capacité d'obtenir du financement dans le futur, la conjoncture économique générale, les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt, les incertitudes liées à la réforme fiscale américaine, les conditions climatiques et d'autres facteurs décrits à la section E) FACTEURS DE RISQUE DE VALENER et à la section R) FACTEURS DE RISQUE D'ÉNERGIR, S.E.C. du présent rapport de gestion de Valener de l'exercice clos le 30 septembre 2018. Bien que les informations prospectives figurant au présent rapport de gestion soient fondées sur ce que la direction du gestionnaire juge être des hypothèses raisonnables, la direction du gestionnaire ne peut garantir aux investisseurs que les résultats réels seront conformes à ces informations prospectives. Les hypothèses sous-jacentes aux informations prospectives figurant dans le présent rapport de gestion incluent notamment des hypothèses selon lesquelles aucun changement imprévu du cadre législatif et réglementaire du contexte d'exploitation des marchés de l'énergie au Québec et aux États-Unis n'aura lieu, les demandes déposées auprès des divers organismes de réglementation seront approuvées telles que soumises, les prix du gaz naturel demeureront compétitifs, l'approvisionnement en gaz naturel et en électricité sera maintenu ou sera disponible à des coûts compétitifs, aucun événement important ne sera survenu autrement que dans le cours normal des activités, tel qu'un désastre naturel ou tout autre type de sinistre, une interruption de service importante ou une menace à la cybersécurité (ou cyberattaque), Énergir, s.e.c. pourra continuer de distribuer la quasi-totalité de son bénéfice net ajusté, les Parcs éoliens SDB pourront procéder à des versements de distributions à leurs associés, Valener pourra générer suffisamment de liquidités pour soutenir la cible de croissance annuelle anticipée du dividende ayant trait à ses actions ordinaires, GMP aura la capacité de continuer à réaliser des gains d'efficacité et de synergies à la suite

RAPPORT DE GESTION

de sa fusion avec CVPS, Valener et Énergir, s.e.c. auront la capacité de présenter leurs informations conformément aux PCGR au-delà de 2023 ou adopteront après 2023 les IFRS permettant la comptabilisation d'actifs et de passifs réglementaires, les besoins de liquidités pour les projets de développement d'Énergir, s.e.c. seront pourvus grâce à une combinaison de flux de trésorerie d'exploitation, d'emprunts sur les facilités de crédit, d'injections de capitaux par les associés et d'émissions de titres de créance et les filiales pourront obtenir les autorisations requises et les fonds nécessaires au financement de leurs projets de développement, ainsi que d'autres hypothèses décrites dans le présent rapport de gestion. Ces informations prospectives sont présentées à la date du présent rapport de gestion et la direction du gestionnaire n'a pas l'obligation de les mettre à jour ni de les réviser afin de tenir compte de faits nouveaux ou de circonstances nouvelles sauf si les lois sur les valeurs mobilières applicables l'y obligent. Ces informations ne tiennent pas compte des incidences que pourraient avoir un élément inhabituel, un regroupement d'entreprises ou une autre transaction pouvant être annoncés ou pouvant survenir après la date des présentes. Toutes les déclarations prospectives du rapport de gestion sont visées par la présente mise en garde. Les lecteurs sont priés de ne pas se fier indûment à ces informations prospectives.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Conformément au Règlement 52-109 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières sur *l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, l'évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication (« CPCI ») ainsi que du contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») de Valener, tels qu'ils sont définis dans les lois sur les valeurs mobilières applicables au Canada, a été effectuée. En se fondant sur cette évaluation, et, en ce qui a trait au CIIF, selon les critères établis dans le cadre de référence de contrôle interne émis par le *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (2013 COSO Framework), la présidente et chef de la direction et le vice-président principal, Réglementation, TI, logistique et chef des finances d'Énergir, inc., en leur qualité de commandité d'Énergir, s.e.c., agissant à titre de gestionnaire de Valener, ont conclu que les CPCI et le CIIF étaient adéquatement conçus et fonctionnaient efficacement au 30 septembre 2018. Tout système de contrôle interne, quelle que soit la qualité de sa conception, comporte des limites qui lui sont intrinsèques. Ainsi, même les systèmes reconnus comme efficaces ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable à l'égard de la préparation et de la présentation de l'information financière.

Finalement, il n'y a eu aucune modification du contrôle interne qui aurait eu ou qui est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur le CIIF de Valener au cours de l'exercice 2018.

RAPPORT DE GESTION

VALENER INC.

A) APERÇU DE VALENER ET AUTRES

STRATÉGIE

« La mission de Valener est d'assurer une saine gestion de son investissement dans Énergir, s.e.c., de participer au plein développement de cette dernière et de considérer les occasions de croissance et de création de valeur pour ses actionnaires. » En fait, ces occasions doivent être créatrices de valeur et avoir un profil de risques jugé relativement similaire au profil actuel de Valener, et ce, conformément aux paramètres établis par la convention de non-concurrence décrite à la section I) INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES, et aux limites applicables en vertu de sa facilité de crédit.

RESPONSABILITÉ SOCIALE

Outre soutenir Énergir, s.e.c., dans sa croissance, Valener partage également sa philosophie et ses ambitions d'être une société socialement responsable. Valener soutient et encourage pleinement Énergir, s.e.c. dans l'atteinte de ses réalisations en lien avec le développement durable. Pour plus d'informations sur les enjeux prioritaires et faits saillants du développement durable d'Énergir, s.e.c. pour l'exercice 2017, veuillez vous référer à la rubrique 1. Secteur de la distribution d'énergie de la section L) APERÇU D'ÉNERGIR, S.E.C. ET AUTRES.

De plus, en novembre 2015, Valener a adopté sa politique sur la diversité et le renouvellement au sein du conseil d'administration. Puisque Valener s'aligne sur les meilleures pratiques en matière de gouvernance, elle recherche des candidats compétents et qualifiés et s'engage à promouvoir la diversité au sein de son Conseil d'administration. Le Conseil d'administration de Valener estime qu'un large éventail de candidats avec une expérience et des perspectives variées ne peut qu'influencer positivement l'orientation du Conseil d'administration. Valener s'est fixée comme objectif de tendre vers la parité entre les hommes et les femmes au sein de son Conseil d'administration. En ce sens, Valener a déterminé qu'au moins 40 % de ses administrateurs doivent être des femmes.

MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

Les données financières ont été préparées en conformité avec les PCGR. La direction du gestionnaire croit que la présentation de certaines mesures financières procure aux lecteurs des informations additionnelles qu'elle juge utiles afin d'analyser sa performance financière. Cependant, certaines de ces mesures financières ne sont pas définies par les PCGR et ne devraient pas être considérées isolément ou comme substituts aux autres mesures financières établies selon ces mêmes PCGR. De plus, les résultats obtenus par ces mesures financières pourraient ne pas être comparables aux résultats de mesures financières similaires utilisées par d'autres émetteurs. Pour ces raisons, les mesures financières non conformes aux PCGR sont présentées à titre d'information complémentaire. La présente section fournit une description de chacune de ces mesures.

MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

Bénéfice net (perte nette) ajusté(e) attribuable aux actionnaires ordinaires et par action ordinaire ¹⁾

Le bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires, déduction faite des éléments spécifiques identifiés par la direction du gestionnaire comme étant exclus du cadre des activités courantes de Valener et d'Énergir, s.e.c. Ces ajustements sont constitués (i) des gains ou des pertes sur les instruments financiers dérivés (nets des impôts afférents), (ii) de la quote-part des ajustements du bénéfice net d'Énergir, s.e.c. (nette des impôts afférents) et (iii) de la charge (économie) d'impôts reportés liée à l'écart temporaire externe sur la participation dans Énergir, s.e.c. La charge (économie) d'impôts reportés liée à l'écart temporaire externe correspond à l'écart entre la valeur comptable de la participation dans Énergir, s.e.c. et la valeur fiscale en prenant l'hypothèse d'une disposition du placement à la date du bilan. La direction du gestionnaire considère que cette hypothèse n'est pas le reflet de la mission de Valener quant à la pérennité de son placement dans Énergir, s.e.c.

Le bénéfice net (perte nette) ajusté(e) attribuable aux actionnaires ordinaires par action ordinaire correspond au bénéfice net (perte nette) ajusté(e) attribuable aux actionnaires ordinaires divisé(e) par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires de base et dilué en circulation.

Ces mesures sont utilisées par la direction du gestionnaire pour évaluer la rentabilité de Valener sur la base de ses activités courantes et pour exclure les éléments qui pourraient altérer l'analyse de la performance de ses activités. Le fait d'exclure ces éléments ne veut pas dire qu'ils sont non récurrents.

RAPPORT DE GESTION

Ratio de la dette par rapport au capital investi ²⁾	Ce ratio correspond à la dette à long terme, nette des frais de financement, divisée par le capital investi. Le capital investi correspond à la somme de la dette à long terme, nette des frais de financement, et des capitaux propres. Ce ratio permet à la direction du gestionnaire de mesurer l'accessibilité de Valener à du financement par voie de dette lui permettant de participer au développement d'Énergir, s.e.c. et de saisir les opportunités de croissance futures.
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées et liquidités provenant de l'exploitation normalisées par action ordinaire ²⁾	<p>Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation moins les dividendes cumulatifs aux actionnaires privilégiés.</p> <p>Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées par action ordinaire correspondent aux liquidités provenant de l'exploitation normalisées, divisées par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation de Valener.</p> <p>Ces mesures sont utilisées par la direction du gestionnaire afin d'évaluer le rendement financier de Valener et sa capacité à verser des dividendes aux actionnaires ordinaires.</p>
Ratio de distribution ²⁾	<p>Ce ratio correspond aux dividendes versés aux actionnaires ordinaires par action ordinaire divisé par les liquidités provenant de l'exploitations normalisées par action ordinaire.</p> <p>Ce ratio permet à la direction du gestionnaire d'évaluer la portion des liquidités générées par l'exploitation qui est versée aux actionnaires ordinaires et de démontrer qu'elles sont suffisantes.</p>

¹⁾ La section B) SOMMAIRE DE LA PERFORMANCE FINANCIÈRE ANNUELLE CONSOLIDÉE fournit un rapprochement quantitatif de ces mesures avec celles établies conformément aux PCGR.

²⁾ La section D) GESTION DE LA TRÉSORERIE ET DES CAPITAUX fournit un rapprochement quantitatif de ces mesures avec celles établies conformément aux PCGR.

La direction du gestionnaire considère ces mesures financières non définies par les PCGR comme des indicateurs du rendement financier de Valener qui permettent de mesurer et de comparer, entre les périodes, la performance financière découlant de ses activités courantes. De plus, la direction du gestionnaire est d'avis qu'il est utile pour les investisseurs et les autres utilisateurs de ce rapport de gestion d'être informés des éléments non récurrents ou d'autres éléments découlant de circonstances particulières qui ne cadrent pas avec les opérations courantes de Valener et d'Énergir, s.e.c. et ayant influencé positivement ou négativement le bénéfice net ou la perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires de Valener, comme défini par les PCGR.

RAPPORT DE GESTION

B) SOMMAIRE DE LA PERFORMANCE FINANCIÈRE ANNUELLE CONSOLIDÉE

1. FAITS SAILLANTS

Exercices clos les 30 septembre

	2018	2017 ¹⁾	2016 ¹⁾	Variation 2018 vs 2017	Variation 2017 vs 2016
Performance financière					
Quote-part des résultats d'Énergir, s.e.c.	62,6	69,8	80,5	(7,2)	(10,7)
Quote-part des résultats des Parcs éoliens SDB	5,5	3,2	2,5	2,3	0,7
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	46,4	53,1	62,2	(6,7)	(9,1)
Par action ordinaire (en \$) ²⁾	1,19	1,37	1,61	(0,18)	(0,24)
Bénéfice net ajusté attribuable aux actionnaires ordinaires ³⁾	54,1	53,0	49,9	1,1	3,1
Par action ordinaire (en \$) ²⁾³⁾	1,39	1,37	1,30	0,02	0,07
Gestion de la trésorerie et des capitaux					
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	62,2	60,3	56,7	1,9	3,6
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées ³⁾	57,6	56,0	52,4	1,6	3,6
Par action ordinaire (en \$) ³⁾⁴⁾	1,48	1,44	1,36	0,04	0,08
Dividendes déclarés par action ordinaire (en \$)	1,16	1,13	1,08	0,03	0,05
Dividendes déclarés par action privilégiée (en \$)	1,16	1,09	1,09	0,07	—
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	911,7	898,0	865,4	13,7	32,6
Total de l'actif	928,0	913,9	881,3	14,1	32,6
Total de la dette à long terme	85,9	103,8	85,2	(17,9)	18,6
Ratio de la dette par rapport au capital investi (en %) ³⁾	9,9	12,1	10,3	(2,2)	1,8

¹⁾ Les données des exercices 2017 et 2016 ont été modifiées en fonction de la présentation adoptée pour le présent exercice.

²⁾ De base et dilué par action ordinaire.

³⁾ Ces mesures financières sont non définies en vertu des PCGR. Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures financières non conformes aux PCGR à la section A) APERÇU DE VALENER ET AUTRES.

⁴⁾ Les variations des liquidités provenant de l'exploitation normalisées par action ordinaire sont expliquées à la section D) GESTION DE LA TRÉSorerIE ET DES CAPITAUX.

2. CONCILIATION AVEC LES MESURES CONFORMES AUX PCGR

Exercices clos les 30 septembre

	2018	2017	2016
Bénéfice net	51,0	57,4	66,5
Pertes (gains) sur instruments financiers dérivés ¹⁾	—	(0,8)	4,6
Impôts sur les bénéfices relatifs au gain sur les instruments financiers dérivés	—	0,2	(1,2)
Quote-part des ajustements du bénéfice net d'Énergir, s.e.c. ²⁾	5,4	(3,6)	(18,2)
Impôts sur les bénéfices relatifs aux ajustements du bénéfice net d'Énergir, s.e.c.	0,2	0,7	—
Impôts reportés liés à l'écart temporaire externe sur la participation dans Énergir, s.e.c.	2,1	3,4	2,5
Dividendes cumulatifs sur actions privilégiées de série A	(4,6)	(4,3)	(4,3)
Bénéfice net ajusté attribuable aux actionnaires ordinaires ³⁾	54,1	53,0	49,9
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires de base et dilué en circulation (en millions d'actions ordinaires)	39,0	38,8	38,5
Bénéfice net ajusté attribuable aux actionnaires ordinaires, par action ordinaire (en \$) ³⁾	1,39	1,37	1,30

¹⁾ Variation de la juste valeur des accords de crédit croisé, comme décrit à la section G) INSTRUMENTS FINANCIERS du présent rapport de gestion.

²⁾ La section N) SOMMAIRE DE LA PERFORMANCE FINANCIÈRE ANNUELLE CONSOLIDÉE d'Énergir, s.e.c. fournit le détail des ajustements du bénéfice net d'Énergir, s.e.c.

³⁾ Ces mesures financières sont non définies en vertu des PCGR. Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures financières non conformes aux PCGR à la section A) APERÇU DE VALENER ET AUTRES.

RAPPORT DE GESTION

3. ANALYSE DES RÉSULTATS

3.1 ANALYSE DU BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES

**BAISSE DU BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX
ACTIONNAIRES ORDINAIRES DE 6,7 M \$**

**HAUSSE DU BÉNÉFICE NET AJUSTÉ ¹⁾
ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES DE
1,1 M \$**

¹⁾ Cette mesure financière est non définie en vertu des PCGR. Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures financières non conformes aux PCGR à la section A) APERÇU DE VALENER ET AUTRES.

COMPARAISON DES EXERCICES 2018 ET 2017

La baisse de 6,7 millions \$ entre les exercices 2018 et 2017 s'explique principalement par :

- la baisse de la quote-part des résultats d'Énergir, s.e.c. de 7,2 millions \$ qui inclut l'effet défavorable de 9,0 millions \$ lié aux ajustements du bénéfice d'Énergir, s.e.c., comme expliquée à la section N) SOMMAIRE DE LA PERFORMANCE FINANCIÈRE ANNUELLE CONSOLIDÉE;
- l'effet défavorable provenant du gain de 0,8 million \$ réalisé au cours de l'exercice 2017 sur des accords de crédit croisé réglés en octobre 2016; et
- la hausse de 0,6 million \$ de la dépense d'intérêts sur la facilité de crédit liée à l'augmentation des taux d'intérêt; partiellement compensée par :
 - l'effet des vents supérieurs ayant favorisé la production d'électricité des Parcs éoliens SDB.

COMPARAISON DES EXERCICES 2017 ET 2016

La baisse de 9,1 millions \$ entre les exercices 2017 et 2016 s'explique principalement par :

- la baisse de la quote-part des résultats d'Énergir, s.e.c. de 10,7 millions \$ qui inclut l'effet défavorable de 14,6 millions \$ lié aux ajustements du bénéfice net d'Énergir, s.e.c., comme expliquée à la section N) SOMMAIRE DE LA PERFORMANCE FINANCIÈRE ANNUELLE CONSOLIDÉE; et
 - la hausse de 5,0 millions \$ de la charge d'impôts sur les bénéfices expliquée principalement par la hausse du BAI des sociétés en commandite imposables au niveau de Valener et la variation de l'écart temporaire externe sur la participation dans Énergir, s.e.c.;
- partiellement compensée par :
- l'effet favorable de 5,4 millions \$ provenant du gain de 0,8 million \$ réalisé au cours de l'exercice 2017 sur des accords de crédit croisé, alors qu'une perte de 4,6 millions \$ avait été réalisée au cours de l'exercice 2016.

3.2 ANALYSE DE LA PERFORMANCE DES PARCS ÉOLIENS SDB


L'énergie éolienne est l'une des sources d'énergie les plus propres puisqu'elle ne produit aucune émission atmosphérique. Pour ces qualités, elle est recherchée et est, par ailleurs, complémentaire à l'hydroélectricité, puisqu'il s'agit d'une énergie d'appoint qui génère souvent le plus fort de son potentiel pendant les périodes de grands froids et de grands vents.

Valorisant les énergies qui réduisent l'empreinte environnementale, tout en encourageant le développement économique des régions, Valener et Énergir, s.e.c. ont investi dans la production d'énergie éolienne par l'entremise des Parcs éoliens SDB.

Parcs 2 et 3	PARCS ÉOLIENS SITUÉS SUR LES TERRES PRIVÉES DE LA SEIGNEURIE DE BEAUPRÉ EN PARTENARIAT AVEC BORALEX	Parc 4
126 ÉOLIENNES 272 MW DE PUISSANCE INSTALLÉE		28 ÉOLIENNES 68 MW DE PUISSANCE INSTALLÉE

RAPPORT DE GESTION

Le tableau ci-dessous présente un aperçu de la performance des Parcs éoliens SDB des exercices 2018 et 2017, sans égard aux pourcentages de détention des partenaires.

	Pour les exercices clos les 30 septembre		
	2018	2017	Variation
 Production réelle (en MWh)	1 118 457	1 017 612	100 845
Facteur d'utilisation (en %) ¹⁾	37,6	34,2	3,4
Prix moyen (en \$/MWh) ²⁾	108,84	108,34	0,50
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (en millions \$)	71,6	62,6	9,0
Total des distributions versées (en millions \$)	39,3	33,7	5,6

¹⁾ Le facteur d'utilisation représente la production réelle divisée par la puissance installée (en MWh).

²⁾ Ces prix sont indexés sur la durée des contrats le 1^{er} janvier de chaque année.

La variation de la production entre les exercices 2018 et 2017 s'explique principalement par les vents supérieurs observés au cours de l'exercice 2018 malgré une période de givre observée au T2-2018. Cette hausse a également influencé positivement les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ayant permis d'augmenter les distributions versées au cours de l'exercice 2018.

Valener prévoit que sa quote-part des distributions annuelles des Parcs éoliens SDB sera en moyenne de 8 millions \$ pour la durée restante des contrats avec Hydro-Québec. Selon leurs ententes de prêt, il est prévu que Parcs 2 et 3 et Parc 4 puissent verser des distributions 2 fois et 4 fois par année, respectivement.

Perspectives

Valener et Énergir, s.e.c. demeurent à l'affût d'occasions d'investir dans d'autres projets éoliens, afin notamment de valoriser le potentiel éolien de la Seigneurie de Beaupré.

C) SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Rubriques du bilan	Augmentation			Explications
Aux 30 septembre	2018	2017	(diminution)	
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	911,7	898,0	13,7	▪ Effet net des quotes-parts des résultats et des distributions d'Énergir, s.e.c. et des Parcs éoliens SDB
Dette à long terme	85,9	103,8	(17,9)	▪ Besoins de Valener plus que couverts par les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation
Passif d'impôts reportés	50,9	39,2	11,7	▪ Variation des écarts temporaires d'Énergir, s.e.c. et de Beaupré Éole ▪ Baisse de l'actif d'impôts reportés de Valener Éole relatif au report de pertes autres qu'en capital
Capital-actions	758,9	752,6	6,3	▪ Augmentation reliée aux actions ordinaires émises dans le cadre du RRD
Cumul des autres éléments du résultat étendu	36,1	22,6	13,5	▪ Augmentation attribuable principalement aux quotes-parts des autres éléments du résultat étendu d'Énergir, s.e.c. et de Beaupré Éole

D) GESTION DE LA TRÉSORERIE ET DES CAPITAUX

SOMMAIRE DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Exercices clos les 30 septembre		
	2018	2017	Variation
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	a 62,2	60,3	1,9
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	b (0,2)	(37,0)	36,8
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	c (61,5)	(23,8)	(37,7)

RAPPORT DE GESTION

a) Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

La hausse de 1,9 million \$ des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation entre les exercices 2018 et 2017 s'explique principalement par :

- la hausse de 3,1 millions \$ des distributions reçues d'Énergir, s.e.c., en raison des parts souscrites par Valener, à hauteur de sa participation dans Énergir, s.e.c., le 31 mars 2017, et la hausse de la distribution trimestrielle d'Énergir, s.e.c. de 0,29 \$ à 0,30 \$ par part depuis le T1-2018; et
- la hausse de 1,4 million \$ des distributions reçues des Parcs éoliens SDB;

partiellement atténuée par :

- la hausse des impôts versés de 2,1 millions \$ liée à un décalage dans le paiement des impôts exigibles; et
- la hausse de 0,6 million \$ des intérêts versés liée à l'augmentation du taux d'intérêt sur la facilité de crédit.

b) Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

La variation de 36,8 millions \$ des flux de trésorerie liés aux activités d'investissement entre les exercices 2018 et 2017 s'explique par l'acquisition de 1 318 291 parts dans Énergir, s.e.c. pour une contrepartie en espèces de 29,0 millions \$ au T2-2017, ainsi que par le règlement, en octobre 2016, des accords de crédit croisé d'un montant de 7,8 millions \$, comme expliqué à la section G) INSTRUMENTS FINANCIERS.

c) Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Exercices clos les 30 septembre

	2018	2017	Variation
Variation nette des dettes à long terme	(18,0)	18,4	(36,4)
Dividendes aux actionnaires ordinaires	(38,9)	(37,9)	(1,0)
Dividendes aux actionnaires privilégiés	(4,6)	(4,3)	(0,3)
Total	(61,5)	(23,8)	(37,7)

Variation nette des dettes à long terme

La variation de 36,4 millions \$ entre les exercices 2018 et 2017 s'explique par le fait que pour cette période, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont été suffisants pour couvrir les versements de dividendes en espèces aux actionnaires ordinaires et privilégiés et le remboursement partiel de la facilité de crédit alors qu'au cours de l'exercice 2017, Valener a dû financer l'apport de capital de 29,0 millions \$ dans Énergir, s.e.c. et le règlement des accords de crédit croisé d'un montant de 7,8 millions \$.

Dividendes aux actionnaires ordinaires

La hausse de 1,0 million \$ des dividendes en espèces versés aux actionnaires ordinaires est expliquée principalement par la croissance du dividende versé à partir du T1-2018.

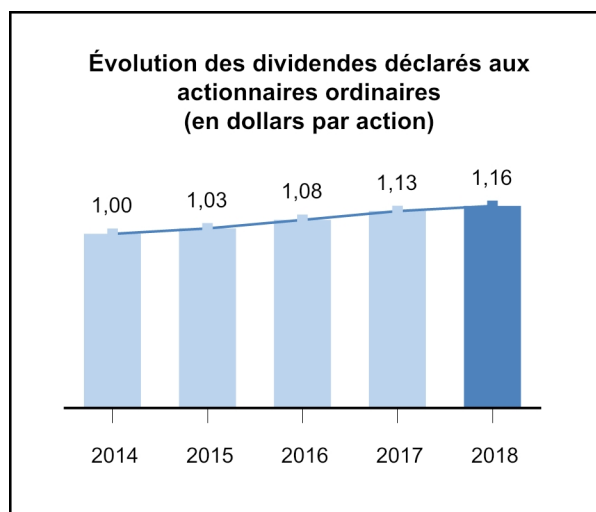
Date de versement du dividende	Date de déclaration du dividende	Montant du dividende par action ordinaire (en \$)	Montant en espèces (en millions \$)
16 octobre 2017	8 août 2017	0,29	9,8
15 janvier 2018	24 novembre 2017	0,29	9,7
16 avril 2018	8 février 2018	0,29	9,7
16 juillet 2018	9 mai 2018	0,29	9,7

En mai 2017, le conseil d'administration a annoncé la prolongation de la cible de croissance annuelle composée de 4 % du dividende sur action ordinaire de Valener jusqu'en 2022. Ainsi, le 22 novembre 2018, le conseil d'administration a approuvé une hausse du dividende annualisée de 1,16 \$ à 1,20 \$ par action ordinaire et a donc déclaré à cette date un dividende trimestriel de 0,30 \$ par action ordinaire, payable le 15 janvier 2019, aux actionnaires ordinaires inscrits aux registres à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2018.

**HAUSSE DU DIVIDENDE AUX
ACTIONNAIRES ORDINAIRES
DE 0,29 \$ À 0,30 \$
ET MAINTIEN DE LA CIBLE
DE CROISSANCE DE 4 %
D'ICI 2022**

RAPPORT DE GESTION

Rappelons que la cible de croissance annuelle composée est soutenue par la qualité des actifs sous-jacents de Valener et de leur rendement croissant et prévisible, ainsi que par la réalisation de projets novateurs dans les activités à tarifs non réglementés d'Énergir, s.e.c. Par la prolongation de cette cible de croissance, Valener aura augmenté, le cas échéant, son dividende annuel pendant huit années consécutives durant les exercices 2015 à 2022.



Dividendes aux actionnaires privilégiés

Date de versement du dividende	Date de déclaration du dividende	Période couverte	Montant du dividende par action privilégiée de série A (en \$)	Montant en espèces (en millions \$)
16 octobre 2017	8 août 2017	18 juillet 2017 au 16 octobre 2017	0,271875	1,1
15 janvier 2018	24 novembre 2017	17 octobre 2017 au 15 janvier 2018	0,288750	1,2
16 avril 2018	8 février 2018	16 janvier 2018 au 16 avril 2018	0,288750	1,2
16 juillet 2018	9 mai 2018	17 avril 2018 au 16 juillet 2018	0,288750	1,2

Capital-actions

Au 30 septembre 2018, le capital-actions de Valener est composé de :

- 39 179 713 actions ordinaires émises et en circulation totalisant 661,4 millions \$, incluant les 302 549 actions ordinaires émises pour un montant de 6,3 millions \$ dans le cadre du RRD depuis le début de l'exercice 2018; et
- 4 000 000 actions privilégiées de série A émises et en circulation, totalisant 97,5 millions \$.

Actions privilégiées

Depuis le 15 octobre 2017, les actions privilégiées de série A donnent droit à des dividendes cumulatifs de 1,155 \$ par action par année, payables trimestriellement, soit un rendement de 4,62 % par année pour la période prenant fin le 15 octobre 2022. Les actions privilégiées de série A donnaient droit à des dividendes cumulatifs de 1,0875 \$ par action par année, soit un rendement de 4,35 % par année, payables trimestriellement, pour la période initiale prenant fin le 15 octobre 2017. Le taux de rendement du dividende a été rajusté le 15 octobre 2017, et sera rajusté tous les cinq ans par la suite pour qu'il corresponde au taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada de cinq ans, majoré de 2,81 %.

Selon les modalités des actions privilégiées de série A, Valener pouvait racheter, le 15 octobre 2017, les actions privilégiées de série A à un prix de 25,00 \$ par action. Comme approuvé par son conseil d'administration le 8 août 2017, Valener n'a pas exercé son option de rachat le 15 octobre 2017. Valener pourra racheter les actions privilégiées de série A à compter du 15 octobre 2022 et, par la suite, le 15 octobre tous les cinq ans, à un prix de 25,00 \$ par action, conformément à leurs modalités.

RAPPORT DE GESTION

STRUCTURE DE CAPITAL ET RATIO DE LA DETTE

	Aux 30 septembre		
	2018	2017	2016
Dettes à long terme	85,9	103,8	85,2
Total des capitaux propres ¹⁾	778,0	757,0	744,2
Total du capital investi	863,9	860,8	829,4
Ratio de la dette par rapport au capital investi (en %) ²⁾	9,9	12,1	10,3

¹⁾ Pour plus de détails sur la composition du total des capitaux propres, se référer aux états consolidés des variations des capitaux propres des états financiers consolidés audités de Valener pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017.

²⁾ Cette mesure financière est non définie en vertu des PCGR. Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures financières non conformes aux PCGR à la section A) APERÇU DE VALENER ET AUTRES.

Le bas niveau du ratio de la dette par rapport au capital investi actuel permet à Valener d'avoir la possibilité de recourir à du financement par dette afin de participer au développement d'Énergir, s.e.c. et de saisir, le cas échéant, des opportunités de croissance futures.

Facilité de crédit et perspectives de financement

Valener détient une facilité de crédit dont le montant maximum autorisé est de 200,0 millions \$ comportant une clause de prolongation annuelle. En avril 2018, Valener a prolongé l'échéance de sa facilité de crédit jusqu'en mars 2023. Cette facilité de crédit est garantie par les parts d'Énergir, s.e.c. et les actions de Valener Éole détenues par Valener et porte intérêt à des taux variables fondés sur le taux des acceptations bancaires ou le taux préférentiel, majorés selon les termes de cette facilité de crédit. Selon ces termes, Valener est soumise à des clauses restrictives en ce qui concerne le maintien de certains ratios financiers ou le respect de certaines conditions en tout temps. Au cours de l'exercice 2018, Valener a respecté toutes les conditions relatives à sa facilité de crédit. Compte tenu des montants empruntés et des lettres de crédit émises, le montant inutilisé de la facilité de crédit au 30 septembre 2018 est de 113,2 millions \$.

Au cours de l'exercice 2019, Valener prévoit générer les liquidités nécessaires afin de combler ses besoins généraux qui seront constitués principalement de versements de dividendes trimestriels aux actionnaires ordinaires et privilégiés.

Toutefois, advenant le cas où Valener requerrait des liquidités supplémentaires, les sources de financement disponibles seraient :

- le solde non utilisé de sa facilité de crédit; et
- le cas échéant, de nouveaux financements sous forme de dette, d'actions ordinaires ou d'actions privilégiées.

En outre, le niveau des besoins de financement au cours des exercices financiers demeure soumis à une certaine volatilité susceptible de prendre de l'ampleur, entre autres, en raison du :

- niveau de distributions reçues d'Énergir, s.e.c., de Beupré Éole et de Beupré Éole 4; et
- niveau d'investissements requis dans ses participations incluant notamment le capital requis pour la croissance.

Valener doit donc :

- demeurer vigilante dans l'établissement d'un niveau approprié de dividendes aux actionnaires ordinaires, afin de ne pas y transposer indûment cette volatilité; et
- s'assurer de disposer en tout temps d'un montant disponible suffisant sur sa facilité de crédit pour parer à des imprévus.

Notations de crédit

Les actions privilégiées de série A de Valener sont notées par DBRS et leur notation de crédit a été confirmée à Pfd-2 (bas) en avril 2018.

RAPPORT DE GESTION

LIQUIDITÉS PROVENANT DE L'EXPLOITATION NORMALISÉES PAR ACTION ORDINAIRE

	Exercices clos les 30 septembre		
	2018	2017	2016
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	62,2	60,3	56,7
Dividendes aux actionnaires privilégiés	(4,6)	(4,3)	(4,3)
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées ¹⁾	57,6	56,0	52,4
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	39,0	38,8	38,5
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées par action ordinaire (en \$) ¹⁾	1,48	1,44	1,36

¹⁾ Ces mesures financières sont non définies en vertu des PCGR. Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures financières non conformes aux PCGR de la section A) APERÇU DE VALENER ET AUTRES.

La hausse de 1,6 million \$ des liquidités provenant de l'exploitation normalisées entre les exercices 2018 et 2017 s'explique principalement par l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, comme expliqué précédemment. Le niveau de liquidités provenant de l'exploitation normalisées a été suffisant pour couvrir les versements de dividendes aux actionnaires ordinaires.

RATIO DE DISTRIBUTION

	Exercices clos les 30 septembre		
	2018	2017	2016
Dividendes versés par action ordinaire (en \$)	1,16	1,11	1,07
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées par action ordinaire (en \$) ¹⁾	1,48	1,44	1,36
Ratio de distribution (en %) ¹⁾	78,4	77,1	78,7

¹⁾ Cette mesure financière est non définie en vertu des PCGR. Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures financières non conformes aux PCGR de la section A) APERÇU DE VALENER ET AUTRES.

La hausse de 1,3 % du ratio de distribution entre les exercices 2018 et 2017 s'explique principalement par l'augmentation des dividendes versés, comme expliqué précédemment.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Le tableau ci-dessous présente les versements à effectuer au titre des obligations contractuelles au cours des cinq prochains exercices et par la suite :

	2019	2020	2021	2022	2023	Exercices subséquents	Total
Passifs financiers							
Fournisseurs et charges à payer	0,2	—	—	—	—	—	0,2
Dividendes à payer aux actionnaires ordinaires	11,4	—	—	—	—	—	11,4
Dividendes à payer aux actionnaires privilégiés	1,2	—	—	—	—	—	1,2
Dette à long terme	—	—	—	—	85,9	—	85,9
Intérêts liés aux passifs financiers ¹⁾	4,1	3,9	3,9	3,8	1,6	—	17,3
Total des obligations contractuelles	16,9	3,9	3,9	3,8	87,5	—	116,0

¹⁾ Les intérêts sont présentés selon les échéances contractuelles et selon les taux en vigueur au 30 septembre 2018 en tenant compte des accords de crédit croisé.

E) FACTEURS DE RISQUE DE VALENER

Cette section doit être lue conjointement avec celle relative aux facteurs de risque d'Énergir, s.e.c., qui sont décrits à la section R) FACTEURS DE RISQUE D'ÉNERGIR, S.E.C.

Cette section décrit les principaux facteurs de risque de Valener qui pourraient : (i) avoir un effet important sur les activités, la situation financière, y compris la notation de crédit et l'émission de titres de créances à long terme, et le bénéfice net consolidé de Valener; (ii) engendrer des coûts, des dépenses et des pertes; (iii) causer des dommages imprévus que Valener ne pourrait recouvrer en totalité ou en partie; ou (iv) avoir une incidence défavorable sur la valeur des investissements de

RAPPORT DE GESTION

Valener. Ces facteurs de risque pourraient également affecter la capacité de Valener de verser des dividendes à ses actionnaires.

Le présent énoncé s'applique à chacun des facteurs de risque décrits dans la présente section et, pour cette raison, et afin d'alléger le texte, cet énoncé n'est pas répété chaque fois qu'il pourrait s'appliquer.

De manière générale, les facteurs de risque sont classés en fonction de leur gravité et par catégorie. D'autres facteurs de risque et incertitudes, dont Valener n'a actuellement pas connaissance ou qu'elle estime négligeables pour le moment, pourraient également nuire à ses activités.

Valener a élaboré et applique des pratiques d'identification, d'évaluation et de gestion des risques. Toutefois, il est à noter que les stratégies et les mesures adoptées quant à la gestion des risques ne garantissent pas que des événements ou des circonstances qui pourraient avoir une incidence négative sur les activités, la situation financière ou le bénéfice net consolidé de Valener ne surviendront pas.

A l'instar d'autres sociétés, Valener prend les mesures de mitigation qu'elle estime nécessaires et raisonnables dans le cadre de ses activités. Le lecteur est prié de noter que ces mesures de mitigation ne sont pas intégralement décrites, ni expliquées dans la présente section, à l'exception de celles qu'elle est tenue de divulguer en vertu de la réglementation ou celles qui sont propres à ses activités.

DÉPENDANCE ENVERS ÉNERGIR, S.E.C. ET PARTICIPATION MINORITAIRE

Tant que la participation de Valener dans Énergir, s.e.c. demeurera son placement le plus important, les résultats de Valener dépendront de la rentabilité d'Énergir, s.e.c., qui est fonction de la capacité d'Énergir, s.e.c. à investir principalement dans le développement de ses divers réseaux et des taux de rendement sur l'avoir ordinaire présumé autorisés par les différents organismes de réglementation. De plus, Valener, à titre de commanditaire d'Énergir, s.e.c., ne détenant que 29 % des parts du capital de celle-ci, ne contrôle pas les orientations stratégiques et les projets d'Énergir, s.e.c.

INCERTITUDE QUANT AU VERSEMENT DE DIVIDENDES

Il existe une incertitude quant au versement de dividendes futurs par Valener sur les actions ordinaires, les actions privilégiées de série A et, éventuellement, les actions privilégiées de série B et quant au montant de ces dividendes, étant donné que la politique en matière de dividendes de Valener et les fonds disponibles pour le versement des dividendes à l'occasion dépendront notamment (i) des distributions que Valener recevra d'Énergir, s.e.c., (ii) des distributions que Valener recevra indirectement des Parcs éoliens SDB, (iii) des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de Valener, (iv) des fonds requis pour effectuer des remboursements de capital ou des versements d'intérêts au terme de sa facilité de crédit, et (v) du respect des critères de solvabilité prévus par la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, pour la déclaration et le versement de dividendes.

La facilité de crédit de Valener impose certaines restrictions d'ordre financier et d'exploitation au moyen d'engagements pris, y compris des restrictions quant à la capacité de Valener de contracter des dettes supplémentaires, de consentir une sûreté ou de verser des dividendes advenant un cas de défaut ou par suite de celui-ci, de cautionner les obligations d'un tiers ou de modifier ses contrats importants autres que la facilité de crédit, sous réserve de certaines exceptions. Ces restrictions peuvent amoindrir la capacité de Valener de déclarer des dividendes sur les actions privilégiées de série A et, éventuellement, sur les actions privilégiées de série B ainsi que sur les actions ordinaires. Valener est également tenue de conserver un niveau minimal de propriété dans Énergir, s.e.c. et dans Beaupré Éole, de respecter certains ratios financiers et de ne pas consentir à une restriction de la capacité d'Énergir, s.e.c. de verser des distributions à ses associés qui ne serait pas déjà prévue à la convention de société en commandite d'Énergir, s.e.c., ni de prendre de mesures en ce sens.

Le cours des actions ordinaires pourrait subir une baisse importante si Valener n'était pas en mesure d'atteindre la cible de croissance du dividende sur les actions ordinaires à l'avenir.

Quant au cours des actions privilégiées de série A et, éventuellement, des actions privilégiées de série B, celui-ci pourrait également subir une baisse importante si Valener n'était pas en mesure, en raison, entre autres, des éléments mentionnés ci-dessus, de verser des dividendes sur ces séries d'actions privilégiées.

CAPACITÉ À GÉRER LA CROISSANCE

Le profil de risque de Valener pourrait varier au fil du temps si Valener poursuivait des occasions de croissance dans des activités dont le profil de risque diffère de celui des activités actuellement exercées par Énergir, s.e.c., en respectant les

RAPPORT DE GESTION

restrictions prévues dans la convention de non-concurrence, tel que décrit à la section I) INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES, et des limites applicables en vertu de sa facilité de crédit.

RENDEMENT DE PARCS ÉOLIENS SDB

En raison de sa participation indirecte dans Parcs éoliens SDB, Valener est assujettie aux facteurs de risque liés à leurs opérations, auxquels Énergir, s.e.c. est également assujettie. Si ces facteurs de risque devaient se concrétiser, les rendements financiers des Parcs éoliens SDB pourraient en être touchés de façon défavorable. Ces facteurs de risque pourraient entraîner une baisse des distributions en espèces reçues par Valener par rapport à celles qui sont prévues ou faire en sorte que Valener ne tire aucune distribution des Parcs éoliens SDB.

MARCHÉS FINANCIERS

Accès au financement

Si les sources de capitaux externes, y compris l'émission de titres additionnels de Valener, devenaient limitées ou non disponibles, la capacité de Valener d'effectuer les investissements nécessaires afin de maintenir sa quote-part dans Énergir, s.e.c. ou de saisir des occasions d'affaires pourrait être compromise. Il n'existe aucune garantie que des capitaux suffisants pourront être obtenus à des conditions acceptables pour le financement de ces investissements. De plus, le niveau de la dette de Valener pourrait, à l'occasion, avoir un effet sur sa capacité à obtenir du financement supplémentaire en temps opportun et selon des modalités satisfaisantes pour financer ses investissements ou saisir des occasions d'affaires.

Les sources de capitaux de Valener pourraient comprendre l'émission d'actions ordinaires ou d'actions privilégiées de série A ou d'actions privilégiées de série B ou d'une série additionnelle d'actions privilégiées ou de titres d'emprunt.

Maintien des notations de crédit

La notation de crédit attribuée aux actions privilégiées de série A par DBRS constitue une évaluation, par l'agence de notation de crédit, de la capacité de Valener à s'acquitter de ses engagements financiers. La notation est fondée sur certaines hypothèses, entre autres, au sujet du rendement et de la structure de capital futurs de Valener qui pourraient ou non se réaliser.

Des modifications de la notation attribuée aux actions privilégiées de série A pourraient avoir une incidence sur les coûts de financement de Valener, nuire à sa capacité d'attirer du capital, avoir une incidence défavorable sur ses liquidités et limiter sa capacité à exercer ses activités. Rien ne garantit que la notation attribuée aux actions privilégiées de série A demeurera en vigueur pendant une période donnée, ni que la notation ne sera pas abaissée ou retirée entièrement par l'agence de notation.

Volatilité des marchés

Le cours du marché des actions ordinaires, des actions privilégiées de série A et, éventuellement, des actions privilégiées de série B de Valener peut être volatil et connaître des fluctuations importantes en raison de nombreux facteurs dont plusieurs sont indépendants de la volonté de Valener.

Gestion de la liquidité

Pour satisfaire ses besoins financiers, Valener dépend notamment des distributions reçues d'Énergir, s.e.c. et indirectement des Parcs éoliens SDB. Le risque de liquidité est le risque que Valener ne soit pas en mesure de faire face à ses engagements financiers à leur échéance. Valener gère le risque de liquidité en établissant des prévisions de flux de trésorerie afin de déterminer ses besoins en financement et en s'assurant qu'elle dispose des liquidités et d'une facilité de crédit suffisante pour combler ses besoins et pour respecter ses engagements à leur échéance. La facilité de crédit engagée de Valener ainsi que l'accès aux marchés des capitaux permettent de répondre à ses besoins. Cependant, rien ne prémunit Valener contre une incapacité à accéder aux marchés des capitaux à des conditions acceptables et à des coûts de financement adéquats ou contre toute hausse importante de ses coûts de financement, en raison notamment de toute détérioration importante de la conjoncture économique, de l'état général des marchés financiers ou de la perception négative sur les marchés financiers de sa situation ou de ses perspectives financières.

Fluctuation des taux d'intérêt

Valener est exposée, en partie, au risque de fluctuation des taux d'intérêt liés à sa dette à long terme qui porte intérêt à des taux variables. Les conditions économiques canadiennes et mondiales, qui échappent au contrôle de Valener, influent sur

RAPPORT DE GESTION

les taux d'intérêt. Afin de limiter l'incidence de la fluctuation des taux d'intérêt, Valener suit attentivement l'évolution des taux d'intérêt sur les marchés et veille à maintenir une structure de capital appropriée.

De plus, Valener a également eu recours à des accords de crédit croisé pour fixer une partie de sa dette à taux variable comme plus amplement expliqué à la section G) INSTRUMENTS FINANCIERS.

Risques de contreparties

Le risque de crédit lié aux contreparties représente le risque qu'une contrepartie à un instrument financier conclu avec Valener ne remplisse pas ses obligations conformément aux conditions des ententes intervenues avec elle. Ce risque est atténué par l'utilisation de techniques de gestion du risque de crédit comportant une évaluation de la solvabilité d'une contrepartie et la surveillance de son évolution, ainsi que la conclusion d'ententes avec plusieurs contreparties.

Le risque de crédit maximal lié aux contreparties correspond à la valeur comptable des instruments financiers présentés à l'actif du bilan consolidé de Valener.

La contrepartie principale aux instruments financiers présentés à l'actif du bilan consolidé est Énergir, s.e.c.

F) MODIFICATIONS COMPTABLES

NORME RÉCEMMENT ADOPTÉE

Le 1^{er} juillet 2018, Valener a adopté par anticipation et de façon rétrospective modifiée l'ASU 2017-12, *Derivatives and Hedging (Topic 815): Targeted Improvements to Accounting for Hedging Activities*. Les nouvelles directives visent à simplifier la comptabilité de couverture et à améliorer la présentation des relations de couvertures aux états financiers afin de mieux présenter les résultats économiques des activités de gestion de risques d'une entité. L'adoption de ces nouvelles directives n'a pas eu d'impacts significatifs sur les états financiers consolidés de Valener.

NORMES PUBLIÉES MAIS NON ENCORE ENTRÉES EN VIGUEUR

Plusieurs normes publiées, mais non encore entrées en vigueur sont en cours d'évaluation. Pour plus de détails sur le statut de l'évaluation de leur incidence sur les états financiers et des impacts potentiels, se référer à la note 3 des états financiers consolidés audités de Valener pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017.

G) INSTRUMENTS FINANCIERS

Une partie du bilan consolidé de Valener se compose d'instruments financiers. Les actifs financiers de Valener comprennent la trésorerie, le montant à recevoir d'Énergir, s.e.c. et les distributions à recevoir d'Énergir, s.e.c. Les passifs financiers comprennent les fournisseurs et charges à payer, les dividendes à payer aux actionnaires ordinaires et aux actionnaires privilégiés et la dette à long terme. Les informations relatives à la comptabilisation des instruments financiers sont présentées à la note 11 accompagnant les états financiers consolidés audités de Valener pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017. La gestion des risques reliés aux instruments financiers est traitée à la note 12.

JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

Au 30 septembre 2018, Valener classe les instruments financiers selon la hiérarchie de juste valeur présentée à la note 2 afférente aux états financiers consolidés audités de Valener. La juste valeur estimative des instruments financiers non dérivés tend vers leur valeur comptable en raison de leurs échéances rapprochées puisque leurs modalités sont comparables à celles du marché actuel pour des instruments similaires. Tous les instruments financiers non dérivés sont classés au niveau 2 dans la hiérarchie de juste valeur, à l'exception de la trésorerie qui est classée au niveau 1. Il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1 et 2 au cours des exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017.

INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

En septembre 2018, Valener a conclu des accords de crédit croisé d'une valeur nominale de 61,0 millions \$ dans le but de couvrir le risque de fluctuation des taux d'intérêt sur sa facilité de crédit. Les conditions permettant d'appliquer la comptabilité de couverture ayant été réunies, les variations de juste valeur sont donc comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu. Les accords de crédit croisé sont classés comme niveau 2 dans la hiérarchie de juste valeur et sont comptabilisés à leur juste valeur, établie en fonction des taux d'intérêt à terme en vigueur à la fermeture des marchés, à la date du bilan. Au 30 septembre 2018, la juste valeur de ces accords de crédit croisé est nulle et a été calculée selon la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés.

RAPPORT DE GESTION

En octobre 2016, Valener a procédé au règlement de ses accords de crédit croisé d'une valeur nominale totale de 44,8 millions \$, pour un montant de 7,8 millions \$. Un gain de 0,8 million \$ découlant des variations de la juste valeur de ces instruments a été comptabilisé dans l'état consolidé des résultats pour l'exercice 2017 puisque les conditions permettant d'appliquer la comptabilité de couverture n'étaient pas réunies.

H) ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

La préparation des états financiers consolidés de Valener selon les PCGR exige que la direction du gestionnaire pose des hypothèses et exerce son jugement afin de procéder à des estimations. Ces estimations, fondées sur l'expérience historique et les conditions actuelles, pourraient différer de manière importante des résultats réels. Les estimations comptables critiques propres à Valener sont décrites ci-après. Il est à noter que les résultats de Valener sont également influencés par les estimations comptables critiques propres à Énergir, s.e.c. Pour plus de détails sur les estimations comptables critiques propres à Énergir, s.e.c., se référer à la section U) ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES du présent rapport de gestion.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Valener est imposable sur l'ensemble de ses bénéfices, tel qu'il est déterminé par les lois fiscales en vigueur, incluant les bénéfices provenant de ses participations dans des satellites constitués en sociétés en commandite puisque le bénéfice de ces dernières est imposable auprès de leurs associés.

Valener utilise la méthode de l'actif et du passif fiscal pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôts reportés sont déterminés en fonction des écarts temporaires entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs et des passifs de Valener ainsi que de sa quote-part des écarts temporaires des satellites constitués en sociétés en commandite. Ils sont mesurés en appliquant, à la date des états financiers consolidés, les taux d'imposition et les lois fiscales en vigueur pour les exercices au cours desquels les écarts temporaires sont censés se résorber. L'incidence d'une modification des taux d'imposition sur les actifs et passifs d'impôts reportés est incluse dans les résultats de la période au cours de laquelle la modification est entrée en vigueur. Dans tous les cas, les actifs d'impôts reportés sont comptabilisés seulement s'il est plus probable qu'improbable qu'ils se réaliseront. La contrepartie des impôts reportés relatifs aux activités des satellites assujetties à la réglementation des tarifs est reflétée dans leur participation.

Cette méthode exige donc, de la part de la direction du gestionnaire, l'exercice de son jugement pour la détermination du moment prévu de la réalisation des écarts temporaires. Une provision pour moins-value est comptabilisée afin de réduire les actifs d'impôts reportés lorsque la direction du gestionnaire estime qu'il est plus probable qu'improbable qu'une portion ou que la totalité des actifs d'impôts reportés ne soit pas réalisée. Valener comptabilise l'effet d'une position fiscale incertaine lorsqu'il est plus probable qu'improbable qu'elle sera réalisée.

Ainsi, la comptabilisation des actifs d'impôts reportés requiert la formulation d'un jugement important par la direction du gestionnaire sur la possibilité qu'il soit plus probable qu'improbable que les écarts temporaires déductibles se résorberont à partir des bénéfices imposables futurs.

I) INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

ACTIONS ÉMISES ET EN CIRCULATION

Au 20 novembre 2018, le nombre d'actions ordinaires et d'actions privilégiées de série A en circulation s'élève à 39 267 952 (incluant les 88 239 actions ordinaires émises le 15 octobre 2018 dans le cadre du RRD) et à 4 000 000, respectivement. Seules les actions ordinaires de Valener sont assorties de droits de vote.

MODE DE PRÉSENTATION

Valener a obtenu des dispenses des ACVM afin de lui permettre d'utiliser les PCGR des États-Unis. En mars 2018, les ACVM ont approuvé le prolongement de la dispense obtenue en 2015, couvrant les exercices 2016 à 2018, pour une période supplémentaire de cinq ans. Ainsi, Valener continuera d'utiliser les PCGR des États-Unis pour la préparation de ses états financiers consolidés annuels et intermédiaires jusqu'à la première des dates suivantes, soit le 1^{er} janvier 2024 ou la date prescrite par l'IASB pour l'application obligatoire d'une norme propre aux activités à tarifs réglementés.

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Toutes les opérations entre apparentés suivantes sont réalisées dans le cours normal des activités et, sauf indication contraire, sont mesurées à la valeur d'échange, soit le montant de la contrepartie établi et convenu par les apparentés.

RAPPORT DE GESTION

a) Convention d'administration et de soutien de gestion

Énergir, s.e.c. et Valener ont conclu une convention d'administration et de soutien de gestion (« convention d'administration »), échéant en 2025, aux termes de laquelle, notamment :

- Énergir, s.e.c., directement ou par l'intermédiaire d'Énergir inc., son commandité, fournit à Valener certains services d'administration et de soutien de gestion se rapportant uniquement à la participation de Valener dans Énergir, s.e.c. et aux questions relatives aux sociétés ouvertes et, dans certains cas, certains services supplémentaires. Énergir, s.e.c. a facturé à Valener des services d'administration et de soutien de gestion de 0,7 million \$ pour l'exercice 2018 (0,7 million \$ pour l'exercice 2017); et
- Énergir, s.e.c. rembourse à Valener 1,0 million \$ indexé par année pour les frais administratifs généraux que cette dernière engage incluant les coûts afférents aux sociétés ouvertes. Dans le cadre de cette convention d'administration, Valener a facturé à Énergir, s.e.c. des frais de 1,0 million \$ pour les exercices 2018 et 2017, respectivement.

b) Convention de non-concurrence

Le 30 septembre 2010, Énergir, s.e.c. et Valener ont conclu une convention de non-concurrence énonçant les paramètres selon lesquels Valener peut poursuivre ses propres projets de développement et mettre en œuvre ses propres stratégies d'acquisition.

Selon les dispositions de la convention de non-concurrence et sous réserve de certaines conditions, Valener ne peut, de quelque manière que ce soit, directement ou indirectement, et fera en sorte que les sociétés appartenant à son groupe de sociétés, au sens qui lui est attribué dans la *Loi sur les valeurs mobilières (Québec)*, ne puissent exercer ou détenir des intérêts dans une entité exerçant des « activités assujetties à des restrictions » ou conseiller une personne qui exerce des « activités assujetties à des restrictions » ou qui détient des intérêts dans une entité exerçant de telles activités, lui prêter de l'argent, garantir ses dettes ou ses obligations ou permettre que son nom, ou une partie de celui-ci, soit utilisé par une telle personne, sans le consentement écrit préalable du conseil d'administration d'Énergir inc. Aux fins de la convention de non-concurrence, le terme « activités assujetties à des restrictions » désigne (i) des activités gazières réglementées ou non réglementées dans la province de Québec, quelle qu'en soit la nature, notamment le transport, la distribution et l'entreposage de gaz naturel, le transport et la collecte de gaz de shale, les activités géothermiques et les activités liées au gaz naturel pour le transport, (ii) le transport ou la distribution de gaz naturel dans l'État du Vermont, et (iii) la production, la transmission ou la distribution d'électricité dans l'État du Vermont.

J) RÉSULTATS TRIMESTRIELS

	Exercice				
	T4	T3	T2	T1	2018
Revenus	(1,3)	3,0	46,9	20,6	69,2
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	(1,2)	0,5	33,9	13,2	46,4
Bénéfice net (perte nette) de base et dilué(e) par action ordinaire (en \$)	(0,03)	0,01	0,87	0,34	1,19

	Exercice				
	T4	T3	T2	T1	2017
Revenus	(4,4)	3,9	43,7	30,8	74,0
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	(3,2)	1,8	31,5	23,0	53,1
Bénéfice net (perte nette) de base et dilué(e) par action ordinaire (en \$)	(0,08)	0,05	0,82	0,59	1,37

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Étant donné que Valener détient une participation dans Énergir, s.e.c. et indirectement dans les Parcs éoliens SDB, ses résultats d'exploitation pour les périodes intermédiaires reflètent le caractère saisonnier des résultats intermédiaires de ces dernières. Les résultats d'exploitation de Valener pour les périodes intermédiaires ne sont donc pas nécessairement représentatifs des résultats qui sont attendus pour l'exercice. En effet, les variations saisonnières de la température et du vent influencent la consommation d'énergie des clients et la production d'électricité des Parcs éoliens SDB, et se reflètent dans les résultats financiers intermédiaires de Valener comme en témoigne le tableau ci-dessus. Historiquement, les deux premiers trimestres donnent lieu à des revenus et à une rentabilité supérieurs aux autres trimestres du même exercice financier pour Valener.

RAPPORT DE GESTION

Les éléments significatifs ayant influencé les résultats des huit derniers trimestres sont les suivants :

- **T4-2018 vs T4-2017** : La baisse de 2,0 millions \$ (0,05 \$ par action) de la perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires est expliquée principalement par la hausse de la quote-part des résultats d'Énergir, s.e.c. de 3,0 millions \$ comme expliqué à la section W) RÉSULTATS TRIMESTRIELS d'Énergir, s.e.c., atténuée par la hausse de la dépense d'impôts de 1,2 million \$ liée à l'augmentation du bénéfice net de la DaQ et à la variation des écarts temporaires externes.
- **T3-2018 vs T3-2017** : La baisse de 1,3 million \$ (0,04 \$ par action) du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires est expliquée principalement par la baisse de la quote-part des résultats d'Énergir, s.e.c. de 1,8 million \$, comme décrit à la section W) RÉSULTATS TRIMESTRIELS d'Énergir, s.e.c., compensée en partie par l'effet des vents favorables ayant favorisé la production d'électricité des Parcs éoliens SDB.
- **T2-2018 vs T2-2017** : La hausse de 2,4 millions \$ (0,05 \$ par action) du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'explique principalement par la hausse de la quote-part des résultats d'Énergir, s.e.c. de 3,5 millions \$, comme décrit à la section W) RÉSULTATS TRIMESTRIELS d'Énergir, s.e.c.
- **T1-2018 vs T1-2017** : La baisse de 9,8 millions \$ (0,25 \$ par action) du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'explique principalement par la baisse de la quote-part des résultats d'Énergir, s.e.c. de 11,9 millions \$, comme décrit à la section W) RÉSULTATS TRIMESTRIELS d'Énergir, s.e.c.

K) ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

DÉCLARATION D'UN DIVIDENDE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES

Le 22 novembre 2018, le conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel de 0,30 \$ par action ordinaire, pour le trimestre clos le 31 décembre 2018, payable le 15 janvier 2019 aux actionnaires ordinaires inscrits aux registres à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2018. Le conseil d'administration a aussi approuvé que le réinvestissement des dividendes en actions ordinaires supplémentaires se fasse, pour le dividende payable le 15 janvier 2019, par une émission de nouvelles actions ordinaires de Valener à escompte de 2 %, en accord avec les modalités du RRD.

DÉCLARATION D'UN DIVIDENDE AUX ACTIONNAIRES PRIVILÉGIÉS

Le 22 novembre 2018, le conseil d'administration a également déclaré un dividende de 0,28875 \$ par action privilégiée de série A, pour la période du 16 octobre 2018 au 15 janvier 2019, payable le 15 janvier 2019, aux actionnaires privilégiés inscrits aux registres à la fermeture des bureaux le 8 janvier 2019.

RAPPORT DE GESTION

ÉNERGIR, S.E.C.

L) APERÇU D'ÉNERGIR, S.E.C. ET AUTRES

ÉNERGIR, S.E.C., LE NOUVEAU GAZ MÉTRO

En novembre 2017, Gaz Métro a dévoilé sa nouvelle identité et modifié sa dénomination sociale pour Énergir, s.e.c. Ce changement reflète l'évolution considérable de l'entreprise au fil des dix dernières années. Il y a dix ans, la quasi-totalité de ses activités était liée au gaz naturel. Depuis, Énergir, s.e.c. s'est diversifiée et est devenue avec le temps largement investie dans les énergies renouvelables, au Québec et aux États-Unis, directement ou par le biais de filiales. Aujourd'hui, la production et la distribution d'électricité et l'offre de services énergétiques non gaziers constituent près de 45 % des actifs consolidés d'Énergir, s.e.c.

Énergir, s.e.c. demeure la même entreprise, avec la même équipe et les mêmes convictions. Énergir, s.e.c. continue d'être à l'écoute des besoins de ses clients et des communautés qui l'accueillent, en offrant des produits et services innovants, performants et concurrentiels.

APERÇU D'ÉNERGIR, S.E.C.

Comptant plus de 7 milliards \$ d'actifs, Énergir, s.e.c. est une entreprise diversifiée du secteur énergétique dont la mission est de répondre de manière de plus en plus durable aux besoins énergétiques de ses quelque 520 000 clients et des communautés qu'elle dessert. Principale entreprise de distribution de gaz naturel au Québec, Énergir, s.e.c. y produit également, par l'entremise de filiales, de l'électricité à partir d'énergie éolienne. Aux États-Unis, par le biais de filiales, l'entreprise est présente dans près d'une quinzaine d'États où elle produit de l'électricité de sources hydraulique, éolienne et solaire, en plus d'être le principal distributeur d'électricité et le seul distributeur de gaz naturel de l'État du Vermont. Énergir, s.e.c. valorise l'efficacité énergétique, investit et s'investit dans des projets énergétiques novateurs tels que le gaz naturel renouvelable et le gaz naturel liquéfié et comprimé. Par l'entremise de ses filiales, elle offre également une variété de services énergétiques. Énergir, s.e.c. souhaite devenir le partenaire recherché et apprécié par tous ceux et celles qui aspirent à un avenir énergétique meilleur.

MISSION, VISION ET VALEURS

« Notre mission est de répondre de manière de plus en plus durable aux besoins énergétiques des clients et des communautés qui nous accueillent. Nous offrons des solutions compétitives, variées et innovantes.

Énergir, s.e.c. sera le partenaire recherché et apprécié par tous ceux et celles qui aspirent à un avenir énergétique meilleur.

Parce que l'énergie est au coeur de la société, nous collaborons avec les acteurs de tous les horizons.

Parce que les collectivités comprennent mieux que quiconque les besoins qui leur sont propres, nous privilégions la proximité.

Parce que les besoins de nos clients évoluent au rythme de leurs défis, nous innovons dans tout ce que nous faisons. »

STRATÉGIE

Énergir, s.e.c., demeure convaincue que le succès de toute entreprise de demain, tout comme c'est le cas aujourd'hui, dépendra de son habileté à maintenir un équilibre entre les intérêts et les attentes de ses clients, de ses investisseurs et de ses employés, le tout dans le respect de la collectivité et dans une perspective de développement durable.




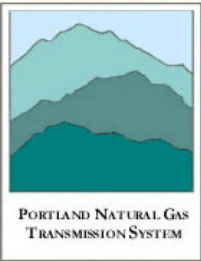









L'**objectif financier** d'Énergir, s.e.c. demeure d'offrir à ses associés un rendement stable et solide, couplé à une création de richesse au fil des ans. L'atteinte de cet objectif, bien que largement tributaire de la performance des activités de distribution d'énergie au Québec et au Vermont, reposera également sur son habileté à développer de façon rentable ses autres activités tout en maintenant sensiblement le même profil global de risque d'affaires.

Sur le **plan commercial**, Énergir, s.e.c. entend poursuivre l'accroissement de sa clientèle et livrer des services énergétiques de haute qualité, et ce, au moindre coût possible, en s'appuyant sur des politiques et des programmes qui motivent ses employés et ses partenaires d'affaires.

RAPPORT DE GESTION

Sur le **plan réglementaire**, il est important de préciser que la quasi-totalité des activités d'Énergir, s.e.c. est réglementée. Par conséquent, la rentabilité de l'entreprise est fonction de sa capacité à investir dans le développement de ses différents réseaux et des taux de rendement autorisés sur l'avoir présumé par les différents organismes de réglementation. Il lui importe donc de demeurer à l'affût des opportunités d'investissements supplémentaires dans ses différents réseaux et de s'assurer que les taux de rendement autorisés sur l'avoir présumé soient justes et raisonnables.

APERÇU DES SECTEURS D'ACTIVITÉ

Distribution d'énergie	Transport de gaz naturel	Production d'électricité	Services énergétiques, entreposage et autres
 100 %  100 %  100 %	 50 %  38,3 %  100 %	 100 %  25,5 %	 58 %  100 %  100 %  100 %  100 %  40 % à 60 %
Activités réglementées		Activités non réglementées	Activités réglementées (Intragaz) et non réglementées

¹⁾ Au cours de l'exercice 2018, Climatisation et Chauffage Urbains de Montréal, s.e.c. (« CCUM ») a changé de nom pour celui d'Énergir, chaleur et climatisation urbaines, s.e.c. (« ECCU »), et ce, pour emprunter la même identité qu'Énergir, s.e.c., dont elle est devenue une filiale à part entière au cours de l'exercice 2017. Les activités d'ECCU demeurent inchangées et pour plus d'information sur ses activités, se référer à la rubrique Secteur des services énergétiques, entreposage et autres de la présente section.

1. SECTEUR DE LA DISTRIBUTION D'ÉNERGIE

Le secteur de la distribution d'énergie englobe les activités reliées à la distribution de gaz naturel au Québec et au Vermont, en plus des activités reliées à la distribution d'électricité au Vermont.

Les activités de ce secteur sont soumises à la réglementation des tarifs par des organismes de réglementation situés au Québec et au Vermont. Les tarifs de distribution de gaz naturel et d'électricité facturés aux clients sont établis principalement en fonction d'une méthode fondée sur le coût de service permettant entre autres à la société concernée de récupérer presque entièrement les dépenses encourues afin de desservir la clientèle ainsi qu'un rendement raisonnable sur la base de tarification et les investissements non inclus dans cette base. Il est à noter que les encadrements réglementaires en vigueur prévoient

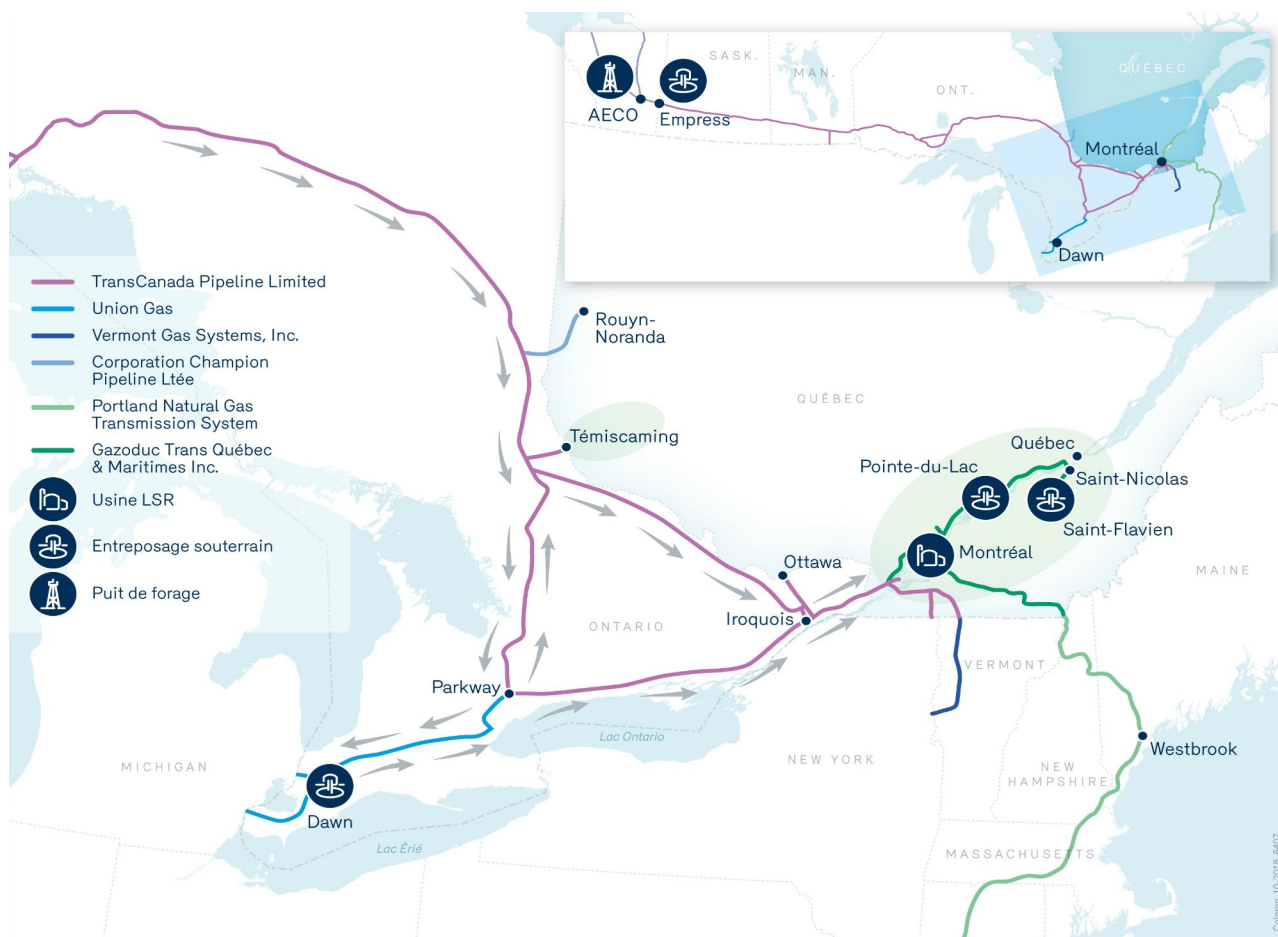
RAPPORT DE GESTION

la récupération ou le remboursement aux clients de la majorité des écarts budgétaires associés aux coûts d'approvisionnement, un mécanisme de partage des profits et des pertes pour le service de distribution de la DaQ et un partage entre GMP et ses clients des synergies issues de sa fusion avec CVPS. Par ailleurs, la DaQ et VGS appliquent également un mécanisme de stabilisation tarifaire lié à la température. Pour ces raisons, une variation des revenus ou de la marge bénéficiaire brute par rapport à l'exercice précédent n'entraîne pas nécessairement une variation du bénéfice net du même ordre. Le taux de rendement autorisé, la structure de capital, le niveau de la base de tarification et des investissements non inclus dans la base ainsi que l'effet du partage des profits et des pertes du service de distribution de la DaQ sont les principaux facteurs influençant les résultats de ce secteur.

1.1 ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

DaQ		
<p>Principal joueur dans la distribution du gaz naturel au Québec en distribuant environ 97 % du gaz naturel</p>	<p>Réseau de conduites souterraines d'environ 11 000 km</p>	<p>Injecte du gaz naturel renouvelable depuis novembre 2017</p>
<p>Dessert plus de 300 municipalités et rejoint près de 205 000 clients</p>		<p>Activités réglementées par la Régie</p>

La DaQ est l'une des activités principales d'Énergir, s.e.c. Afin d'approvisionner sa clientèle, la DaQ détient un portefeuille varié d'outils de capacités de transport et d'entreposage dont les échéances sont échelonnées dans le temps. Au cours de l'exercice 2018, près de 90 %²⁾ des capacités de transport ont été contractées à partir de Dawn et environ 10 %³⁾ à partir d'Empress. La DaQ achète le gaz naturel requis pour approvisionner sa clientèle ou reçoit le gaz naturel des clients qui ont choisi de contracter eux-mêmes leur approvisionnement en gaz naturel. Le plan d'approvisionnement en gaz naturel de la DaQ est soumis annuellement à la Régie pour approbation.



²⁾ Capacités requises pour transporter le gaz naturel fourni par la DaQ et celui acheté directement par ses clients.

³⁾ Capacités requises pour transporter le gaz naturel fourni par la DaQ. Depuis le déplacement de sa structure d'approvisionnement à Dawn, les clients de la DaQ qui achètent leur gaz directement doivent le lui livrer à Dawn.

RAPPORT DE GESTION

Par ailleurs, la DaQ bénéficie également d'une nouvelle source d'approvisionnement depuis novembre 2017 avec l'injection, dans son réseau, du GNR produit par l'usine de biométhanisation de la Ville de Saint-Hyacinthe. Bien que cet approvisionnement ne représente qu'une petite portion de son portefeuille d'approvisionnement, la DaQ poursuit ses initiatives visant à accroître l'accès à cette source d'énergie renouvelable afin de répondre aux besoins des clients désirant contribuer à la transition énergétique. Pour plus d'informations sur les initiatives liées au GNR, se référer à la rubrique Gaz naturel renouvelable de la section O) RÉSULTATS SECTORIELS.

Les revenus de la DaQ se répartissent en cinq composantes, soit les revenus de distribution, de fourniture, de transport, d'équilibrage et du SPEDE. La Régie autorise un tarif spécifique pour chacun de ces services et, pour certains d'entre eux, pour chacune des catégories de clients. Dans le cadre de l'établissement des tarifs annuels, la Régie fixe le taux de rendement pouvant être généré sur l'avoir ordinaire présumé, lequel est considéré dans l'établissement du tarif du service de distribution. Le mécanisme réglementaire en vigueur permet à la DaQ de récupérer la quasi-totalité des coûts encourus pour les services de fourniture, de transport, d'équilibrage et du SPEDE. Par contre, puisque la DaQ n'est pas autorisée à générer de bénéfice sur ces services, les revenus générés par ces derniers n'ont aucun impact sur la marge bénéficiaire brute. La marge bénéficiaire brute est principalement générée par le service de distribution, car il n'y a pratiquement aucun coût direct associé à ces revenus. Pour ce service, la DaQ bénéficie également d'un mécanisme de partage des profits et des pertes lorsque des écarts budgétaires surviennent.

La Régie assure également une surveillance des activités d'exploitation et de développement des réseaux de distribution de gaz naturel de la DaQ.

Au Québec, Énergir, s.e.c. emploie près de 1 500 employés. Dans la poursuite de l'excellence avec ses fournisseurs, partenaires et clients, la DaQ s'est dotée d'un système d'indicateurs qui lui permet de mesurer ses performances organisationnelles, opérationnelles et financières en regard d'objectifs déterminés en début d'exercice. Une partie de ce système d'indicateurs sert particulièrement de mesure de performance s'appliquant à la DaQ dans l'encadrement réglementaire actuellement en vigueur quant aux volets suivants :

- la qualité du service envers la clientèle de la DaQ et sa satisfaction;
- la gestion sécuritaire de son réseau (programme d'entretien préventif et délais d'intervention);
- la réduction des émissions de GES;
- le respect des procédures de recouvrement et d'interruption de service; et
- la gestion environnementale (ISO 14001 : 2015).

Il est à noter que ces indicateurs de performance influencent également le partage des excédents de rendement du service de distribution de la DaQ. En effet, advenant que la DaQ n'atteigne pas les seuils fixés pour ses indicateurs de performance sur une base annuelle, la portion des excédents de rendement attribuable aux associés d'Énergir, s.e.c., dans le cadre du mécanisme de partage des profits et des pertes en vigueur, serait revue à la baisse. À cet égard, la DaQ a atteint tous les indicateurs de performance fixés par la Régie au cours de l'exercice 2018.

Responsabilité sociale

Ayant le développement durable au cœur de ses préoccupations, Énergir, s.e.c. tient à apporter une contribution positive à la collectivité et à réduire son empreinte environnementale dans chacune des actions qu'elle entreprend. Dans la poursuite de ses aspirations en termes de développement durable, Énergir, s.e.c. a posé plusieurs actions concrètes démontrant son engagement social.

À titre d'exemple, la DaQ a procédé à l'élaboration d'une démarche d'approvisionnement gazier responsable consistant à s'approvisionner directement auprès des producteurs ayant démontré l'adoption des meilleures pratiques afin de réduire les impacts de leurs activités sur l'environnement. Sur le plan de l'éthique d'affaires, plus de 1 300 membres du personnel, administrateurs et mandataires d'Énergir, s.e.c. ont été formés en ligne au Code d'éthique depuis 2015. Finalement, en termes d'efficacité énergétique, la DaQ est le premier distributeur d'énergie au Québec à s'être doté, dès 2001, d'un plan global en efficacité énergétique, qui a depuis réalisé plus de 120 000 projets d'efficacité énergétique ayant permis à ses clients de générer des économies annuelles récurrentes de plus de 100 millions \$ tout en évitant l'émission de près d'un million de tonnes de GES.

Les initiatives énumérées précédemment ne sont qu'un bref aperçu des réalisations d'Énergir, s.e.c. Afin de mesurer sa performance globale en termes de responsabilité sociale, Énergir, s.e.c. suit un système d'indicateurs basé sur la quatrième génération des lignes directrices de la *Global Reporting Initiative* (« GRI - G4 »). Ces indicateurs financiers et extra-financiers sont liés à des enjeux prioritaires identifiés par les parties prenantes internes et externes d'Énergir, s.e.c., autant dans les sphères économiques, sociales et environnementales que de gouvernance. Voici quelques exemples des enjeux et indicateurs abordés :

- Performance économique : Valeur économique directe créée et distribuée;
- Pratiques d'achat : Part des dépenses réalisées avec des fournisseurs locaux;

RAPPORT DE GESTION

- Énergie : Consommation énergétique de l'organisation;
- Santé et sécurité : Taux et types d'accidents de travail; et
- Emploi : Nombre de nouveaux salariés et taux de rotation du personnel.

Les données ainsi mesurées sont publiées aux deux ans dans un rapport de développement durable. En juin 2018, Énergir, s.e.c. a publié de façon volontaire son rapport de développement durable couvrant l'exercice 2017 et a obtenu la mention « *Materiality Disclosures Service* ». Le prochain rapport de développement durable d'Énergir, s.e.c. devrait être publié au printemps 2020. Aucun élément du rapport de développement durable 2017 n'est intégré par renvoi dans les présentes.

VGS		
Unique distributeur gazier au Vermont	Réseau de transport et de distribution de gaz naturel de plus de 1 500 km dans l'État du Vermont aux États-Unis	
Filiale	Dessert plus de 50 000 clients principalement dans les marchés résidentiel, commercial et industriel	Activités réglementées par le VPUC

VGS s'approvisionne en gaz naturel en provenance de Dawn et de Parkway, en Ontario. Le gaz naturel est transporté et acheminé jusqu'à son gazoduc principal, situé à la frontière du Canada et du Vermont, par le réseau de TCPL. Le VPUC approuve généralement les tarifs de base annuellement alors que le tarif de fourniture est ajusté, sur une base trimestrielle, selon le mécanisme d'ajustement tarifaire en place.

Par ailleurs, l'encadrement réglementaire actuellement en vigueur prévoit que VGS doit également respecter, sur une base annuelle se terminant le 30 juin, certains indicateurs de performance portant sur la qualité du service offert. Ces indicateurs portent principalement sur :

- l'efficacité du service envers sa clientèle;
- la satisfaction de sa clientèle; et
- la sécurité au travail.

Advenant que VGS n'atteigne pas, sur une base annuelle, les seuils fixés pour certains de ses indicateurs de performance, une pénalité lui serait imposée par le VPUC. Pour l'exercice 2018, VGS a atteint tous ses indicateurs de performance relativement à la qualité du service offert, à l'exception d'un seul n'entraînant aucune pénalité.

1.2 ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION ÉLECTRIQUE

GMP			
Premier distributeur d'électricité en importance au Vermont avec plus de 70 % de parts de marché	Plus de 265 000 clients	Réseau situé majoritairement au Vermont et s'étendant au New Hampshire et à l'État de New York : → 16 300 km de lignes de distribution aériennes → 2 000 km de lignes de distribution souterraines → 2 700 km de lignes de transmission aériennes	Activités réglementées par le VPUC
Filiale			

Les principales activités de GMP comportent la distribution, le transport, la production, l'achat et la vente d'électricité au Vermont. Elle produit une partie de l'électricité qu'elle distribue, mais en achète la majeure partie de différents producteurs. Son portefeuille d'approvisionnement comporte différentes sources de génération, la principale étant l'hydroélectricité et dans une moindre mesure, l'énergie nucléaire, éolienne et solaire.

Environ 60 % du portefeuille d'approvisionnement provenant de sources d'énergie renouvelable , 90 % sans carbone ¹⁾	
Important producteur d'énergie éolienne et solaire au Vermont	2 parcs éoliens d'une capacité installée totale de 69 MW
44 centrales hydroélectriques en Nouvelle-Angleterre	21 parcs solaires d'une capacité installée de 25 MW détenus à part entière ou en partenariat

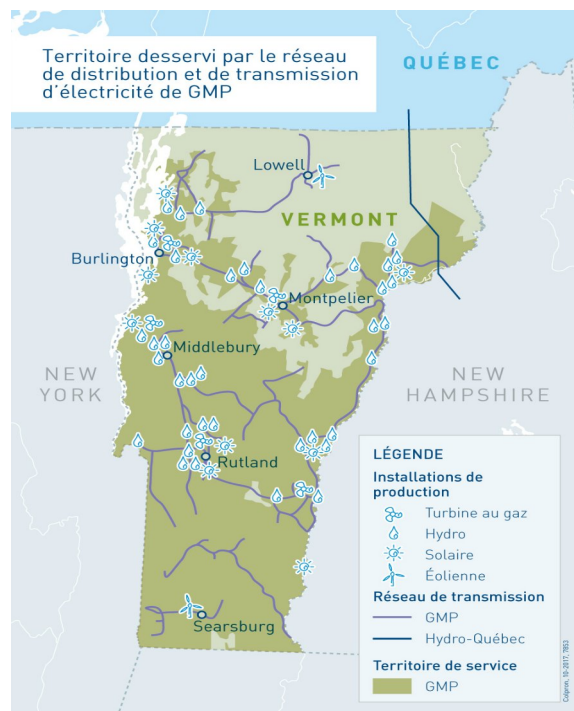
¹⁾ Objectifs pour l'année civile 2018. Ces pourcentages reflètent l'achat ou la vente de certificats d'énergie renouvelable et d'autres attributs de production à zéro émission de carbone en vertu de la norme obligatoire en matière d'énergies renouvelables pour les services publics existant au Vermont.

RAPPORT DE GESTION

Les tarifs d'électricité sont approuvés par le VPUC et sont établis à l'aide d'une méthode fondée sur le coût de service. Toutefois, un mécanisme d'ajustement est en place afin que les coûts supplémentaires ou les économies non prévues lors de l'établissement des tarifs, liés à la fourniture d'électricité ou à la transmission, soient récupérés ou remis aux clients. De plus, conformément à l'encadrement réglementaire actuellement en vigueur, GMP doit également respecter, sur la base d'une année civile et à chaque trimestre, certains indicateurs de performance portant sur la qualité du service offert. Ces indicateurs portent principalement sur :

- la qualité du service envers sa clientèle et sa satisfaction;
- la sécurité au travail; et
- la fiabilité du système.

Advenant que GMP n'atteigne pas les seuils fixés pour ses indicateurs de performance, une pénalité pourrait lui être imposée par le VPUC. Pour l'exercice 2018, GMP a atteint tous les objectifs de son programme d'indicateurs de performance.



Velco	Transco
Gestionnaire de Transco	Réseau de transmission d'électricité reliant la Nouvelle-Angleterre et différents distributeurs du Vermont et du New Hampshire
Satellites	
Activités réglementées par la FERC et par d'autres organismes de réglementation	

GMP détient des participations dans Transco et Velco s'élevant à 73,6 % (73,5 % au 30 septembre 2017) dans Transco et à 38,8 % dans Velco. Transco est une société dont les activités principales sont la planification, la construction, l'exploitation et le maintien d'un système de transmission électrique au Vermont. Elle approvisionne également la Nouvelle Angleterre en électricité par l'entremise d'ISO-NE, qui s'occupe de gérer les activités de génération et de transmission électrique dans cette région. Les activités de Transco et de Velco sont réglementées par la FERC pour l'établissement de leurs tarifs et de leur financement et par d'autres organismes de réglementation du Vermont pour, entre autres, la construction d'actifs liés à la transmission d'électricité.

Il est à noter que les investissements effectués par GMP dans ses participations sont inclus dans sa base de tarification et lui permettent donc de générer un rendement additionnel. Les quotes-parts générées par ces investissements comptabilisés à la valeur de consolidation sont entièrement retournées aux clients par l'entremise des tarifs et ont donc un effet négligeable sur le bénéfice net de GMP et d'Énergir, s.e.c.

VYNPC

VYNPC est une filiale détenue par GMP. La principale activité de VYNPC est la gestion de son fonds de placement dont les sommes serviront à régler ses obligations envers le Department of Energy des États-Unis (« DOE ») pour l'élimination de combustible nucléaire irradié. VYNPC est soumise à la réglementation de la FERC et du VPUC.

RAPPORT DE GESTION

2. SECTEUR DU TRANSPORT DE GAZ NATUREL

TQM		
Coentreprise	Gazoduc de 575 km au Québec, raccordé en amont à celui de TCPL et, en aval, à celui de PNGTS et au réseau de distribution de la DaQ	Activités réglementées par l' ONÉ

PNGTS		
Satellite	Gazoduc de 489 km de la frontière du Québec jusqu'en banlieue de Boston	Activités réglementées par la FERC

Champion		
Filiale	Deux gazoducs totalisant 98 km qui traversent la frontière ontarienne et alimentent le réseau de distribution de la DaQ dans le Nord-Ouest québécois	Activités réglementées par l' ONÉ

3. SECTEUR DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Parcs éoliens SDB	
Trois parcs éoliens d'une puissance installée totale de 340 mégawatts sur les terres privées de la Seigneurie de Beaupré (Parcs 2 et 3 : 272 mégawatts et Parc 4 : 68 mégawatts)	
Coentreprises	
Totalité de la production vendue à Hydro-Québec : contrats échéant en 2033 pour Parcs 2 et 3 et en 2034 pour Parc 4	

Standard Solar		
Verticalement intégré dans le secteur de l'énergie solaire aux États-Unis		
Fournisseur de services		Producteur
Entrepreneur Services d'ingénierie, de gestion des approvisionnements et de construction	Opérateur Services d'exploitation et de maintenance	Développeur et détenteur Projets de production d'énergie solaire pour la vente d'électricité dont près de 20 MW actuellement en service
Filiale	Présente dans les secteurs commercial, industriel et institutionnel	

RAPPORT DE GESTION

4. SECTEUR DES SERVICES ÉNERGÉTIQUES, ENTREPOSAGE ET AUTRES

4.1 SERVICES ÉNERGÉTIQUES

Gaz Métro GNL		
Filiale en partenariat avec IQ	Offre une solution énergétique fiable, économique et moins émissive que le diesel pour le transport routier et maritime	Structure l'offre de GNL et assure la mise en marché de la capacité de liquéfaction de l'usine LSR
Dessert notamment la demande industrielle non desservie par le réseau gazier de la DaQ		

Solutions Transport		
Chef de file en matière de carburants alternatifs	Impliquée dans le développement du marché du gaz naturel comme carburant dans le secteur du transport lourd , sous forme liquéfiée ou comprimée , une solution pour remplacer le diesel	Acteur important du développement de la Route Bleue : premier réseau de stations de ravitaillement de GNL et de GNC pour l'industrie du transport entre Rivière-du-Loup et Mississauga
Filiale	Offre des services intégrés de ravitaillement en GNL dans les secteurs industriel, routier et maritime; conçoit et bâtit des stations en ravitaillement en GNC ou GNL clé en main	

Gaz Métro Plus		
Chef de file en matière de produits et services énergétiques	Offre une gamme de produits et services en ce qui a trait à l'installation, la vente, la location, l'entretien et la réparation d'équipements alimentés en gaz naturel	
Filiale	Présente dans les marchés résidentiel, commercial et institutionnel	

ECCU (anciennement CCUM)		
Filiale	Réseau s'étendant sur 3 km et desservant les besoins énergétiques de 1,8 million de mètres carrés de superficie commerciale au centre-ville de Montréal	
	Trois réseaux distincts de vapeur, d'eau chaude et d'eau refroidie , utilisés pour le chauffage, les besoins d'eau chaude et la climatisation de tours de bureaux, centres commerciaux, hôtels, gare de chemin de fer, campus et appartements de prestige	

4.2 ENTREPOSAGE

Intragaz		
Coentreprise	Deux seuls réservoirs souterrains d'entreposage de gaz naturel situés au Québec	Tarifs réglementés par la Régie

RAPPORT DE GESTION

5. SECTEUR DES AFFAIRES CORPORATIVES

Ce secteur englobe toutes les autres activités d'Énergir, s.e.c. qui ne sont pas directement attribuables aux autres secteurs, dont des frais encourus relativement au financement des participations détenues ainsi que des frais de développement reliés à différents projets.

ACQUISITIONS ÉVENTUELLES

Énergir, s.e.c. continue d'être à l'affût d'opportunités cadrant avec la mission de l'entreprise tout en privilégiant celles alignées avec son plan stratégique, créatrices de valeur, présentant un profil de risque similaire au profil actuel d'Énergir, s.e.c. et, dans le cas des projets de développement, comportant des contrats à long terme avec des contreparties fiables et solides.

MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

Les données financières ont été préparées en conformité avec les PCGR. La direction croit que la présentation de certaines mesures financières procure aux lecteurs des informations additionnelles qu'elle juge utiles afin d'analyser la performance financière d'Énergir, s.e.c. Cependant, certaines de ces mesures financières ne sont pas définies par les PCGR et ne devraient pas être considérées isolément ou comme substituts aux autres mesures financières établies selon ces mêmes PCGR. De plus, les résultats obtenus par ces mesures financières pourraient ne pas être comparables aux résultats de mesures financières similaires utilisées par d'autres émetteurs. Pour ces raisons, les mesures financières non conformes aux PCGR sont présentées à titre d'information complémentaire. La présente section fournit une description de chacune de ces mesures.

MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR	
Bénéfice net (perte nette) ajusté(e) attribuable aux associés et par part ¹⁾	<p>Le bénéfice net (perte nette) ajusté(e) attribuable aux associés correspond au bénéfice net (perte nette) attribuable aux associés, déduction faite des éléments spécifiques identifiés par la direction comme étant exclus du cadre des activités courantes d'Énergir, s.e.c.</p> <p>Le bénéfice net (perte nette) ajusté(e) de base et dilué(e) par part attribuable aux associés correspond au bénéfice net (perte nette) ajusté(e) attribuable aux associés divisé(e) par le nombre moyen pondéré de parts de base et dilué en circulation.</p> <p>Ces mesures sont utilisées par la direction pour évaluer la rentabilité d'Énergir, s.e.c. sur la base de ses activités courantes et pour exclure les éléments qui ont une influence sur la comparabilité de ses résultats financiers et qui peuvent éventuellement donner une fausse représentation de l'analyse des tendances concernant sa performance. Le fait d'exclure ces éléments ne veut pas dire qu'ils sont non récurrents.</p>
Ratio des fonds provenant de l'exploitation / Dette ²⁾	<p>Ce ratio correspond aux fonds provenant de l'exploitation pour une période de 12 mois, divisés par le total de la dette, nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie. Les fonds provenant de l'exploitation sont composés des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, excluant la variation des autres actifs et passifs d'exploitation. Le total de la dette correspond à la somme des emprunts bancaires, de la dette à long terme et de ses échéances courantes. L'objectif de cette mesure est d'évaluer le risque financier d'Énergir, s.e.c. par rapport à celui des pairs de l'industrie, en évaluant sa capacité à rembourser ses dettes au moyen des fonds stables et durables qui sont générés par ses activités d'exploitation.</p>
Ratio de la dette par rapport au capital investi ²⁾	<p>Ce ratio correspond au total de la dette divisé par le capital investi. Le total de la dette correspond à la somme des emprunts bancaires, de la dette à long terme et de ses échéances courantes. Le capital investi correspond à la somme du total de la dette et des capitaux propres. Ce ratio permet à Énergir, s.e.c. de mesurer son accessibilité à du financement par voie de dette, lui permettant de saisir les opportunités de croissance futures.</p>

¹⁾ La section N) SOMMAIRE DE LA PERFORMANCE FINANCIÈRE ANNUELLE CONSOLIDÉE fournit un rapprochement quantitatif de ces mesures avec celles établies conformément aux PCGR.

²⁾ La section Q) GESTION DE LA TRÉSORERIE ET DES CAPITAUX fournit un rapprochement quantitatif de ces mesures avec celles établies conformément aux PCGR.

En lien avec l'évolution des activités au cours des dernières années, la direction considère que le bénéfice net attribuable aux associés ainsi que le bénéfice net ajusté attribuable aux associés sont les mesures les plus adéquates pour évaluer la rentabilité d'Énergir, s.e.c. et l'atteinte de différentes cibles. Ainsi, la direction n'utilise plus le BAI dans l'analyse de sa performance financière.

RAPPORT DE GESTION

M) CONTEXTE DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE ET D'ÉNERGIR, S.E.C.

Environnement et concurrence du gaz naturel au Québec et en Amérique du Nord

Lutte aux changements climatiques

Mesures fédérales

Le Canada, un des pays signataires de l'entente internationale sur la lutte aux changements climatiques, s'est fixé une cible visant à réduire, d'ici 2030, les émissions de GES de 30 % par rapport aux niveaux de 2005. À cet effet, le gouvernement canadien a adopté un plan qui inclut notamment des mesures visant à réduire les émissions de GES, dont entre autres :

- l'élaboration d'une norme visant à réduire de 30 millions de tonnes, d'ici 2030, les émissions de carbone provenant des combustibles. Selon le gouvernement du Canada, cette norme s'appliquerait d'abord aux combustibles liquides à compter de 2022, puis aux combustibles gazeux et solides à compter de 2023; et
- l'implantation d'une tarification de la pollution par le carbone. Celle-ci s'appliquera, en tout ou en partie, dans les provinces et territoires du Canada qui ne disposent pas d'un système de tarification du carbone équivalent au modèle de tarification du Canada. Selon *l'avant-projet de règlement modifiant la partie 1 de l'annexe 1 et l'annexe 2 de la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* rendu public en octobre 2018, cette tarification ne s'appliquera pas à la province de Québec.

Mesures provinciales

Au cours de l'exercice 2017, le gouvernement du Québec a prolongé le Règlement SPEDE jusqu'en 2030, à l'instar de la Californie, son partenaire dans le marché du carbone. À la suite de la dernière élection provinciale, en juillet 2018, l'Ontario a mis fin à son système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre, lequel était lié depuis le 1^{er} janvier 2018 au marché du Québec et de la Californie. L'annonce de cette décision n'a toutefois pas eu d'impact significatif sur les prix du marché du carbone.

Politique énergétique du Québec 2030 (la « Politique énergétique »)

Le gouvernement du Québec a adopté la Politique énergétique 2030 qui a notamment pour objectifs de privilégier une économie faible en carbone, de mettre en valeur de façon optimale les ressources énergétiques du Québec et de tirer pleinement parti du potentiel de l'efficacité énergétique.

Parmi les mesures que le gouvernement du Québec entend prendre dans le cadre de son plan d'action 2017-2020 (le « Plan d'action ») pour mettre en œuvre la Politique énergétique 2030, notons, entre autres, des mesures visant notamment le prolongement du réseau de distribution de gaz naturel de la DaQ.

Conformément au Plan d'action, le gouvernement du Québec a prévu, dans son budget 2018-2019, des mesures relativement à la transition énergétique, dont une somme de 36,5 millions \$, étalés sur les trois prochaines années budgétaires du gouvernement du Québec, pour appuyer financièrement la réalisation de nouveaux projets visant à prolonger le réseau de distribution de gaz naturel de la DaQ dans différentes régions du Québec.

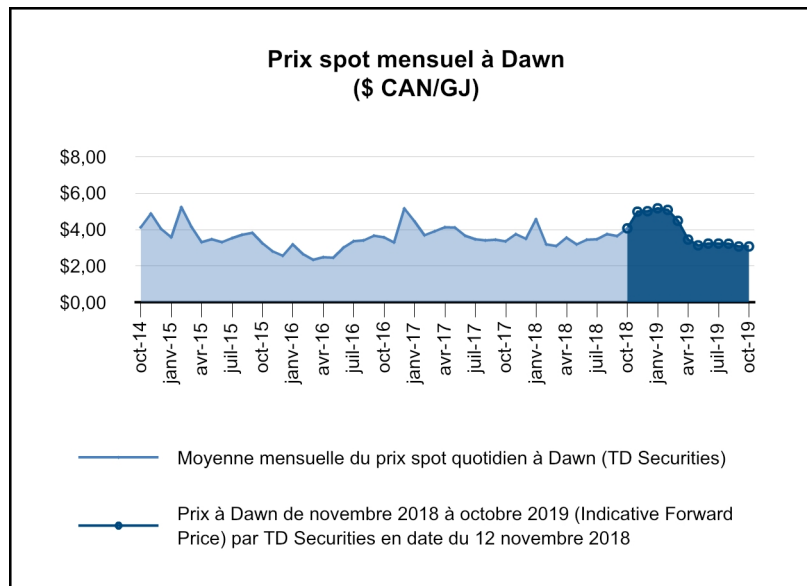
Les prix du gaz naturel

Soutenu par une offre continentale abondante et de faibles coûts de production, l'avantage économique du gaz naturel par rapport aux autres sources d'énergie s'est maintenu au cours de l'exercice 2018. Durant cette période, la production moyenne aux États-Unis s'est accrue de 10,6 % par rapport à l'exercice 2017. À cette abondance, s'ajoute l'augmentation des capacités de transport vers le carrefour de Dawn avec notamment la mise en service du gazoduc Rover, mais également l'amélioration des tarifs de transport de gaz naturel en provenance de l'Ouest canadien comme expliqué à la rubrique Tarifs de transport de la présente section. C'est dans ce contexte que la dynamique de bas prix continentaux du gaz naturel observée depuis 2014 s'est poursuivie au cours de l'exercice 2018.

Au cours de l'exercice 2018, l'indice mensuel à Dawn a été en moyenne de 3,54 \$/GJ comparativement à 3,86 \$/GJ pour l'exercice 2017, soit une baisse de 8,3 %.

RAPPORT DE GESTION

Le graphique suivant présente l'historique du prix mensuel du gaz naturel et les attentes futures quant au prix mensuel du gaz naturel à Dawn, de novembre 2018 à octobre 2019 :



Dans un horizon à plus long terme, des experts prévoient que l'offre de gaz naturel demeurera abondante en Amérique du Nord et répondra facilement à la croissance de la demande tant aux États-Unis qu'au Canada. Cette situation, également anticipée par les marchés financiers, se reflète dans la courbe des contrats à terme pour les prochaines années. Le consensus des analystes financiers indique que la moyenne annuelle des prix à terme du gaz naturel à Dawn devrait se situer à 3,47 \$/ GJ au cours du prochain exercice financier et à 3,25 \$/ GJ ou moins entre 2019 et 2022.

Comme mentionné précédemment, les prix du gaz naturel sont demeurés faibles au cours de l'exercice 2018, ce qui en fait une source d'énergie très concurrentielle. À cet effet, au Québec, le gaz naturel est actuellement la forme d'énergie la plus concurrentielle parmi toutes celles distribuées sur la majorité des segments de marché, comme en témoigne le tableau suivant :

MARCHÉS	ÉNERGIES ALTERNATIVES	ÉCONOMIES DE COÛTS ¹⁾
Industriel ²⁾ Exemple : grandes entreprises dans les secteurs de la pétrochimie et de la métallurgie	Mazout (n° 6)	Jusqu'à 63 %
Commercial et institutionnel ³⁾ Exemples : hôpitaux, écoles, restaurants	Électricité	De 32 à 54 %
	Mazout (n° 2)	De 40 à 59 %
Chauffage résidentiel ⁴⁾	Électricité	De 15 à 32 %
	Mazout (n° 2)	De 29 à 41 %

¹⁾ Économies relatives à la DaQ et basées sur les prix de l'exercice 2018.

²⁾ Les économies de coûts de ce secteur peuvent varier notamment en fonction du type de tarification choisie, du niveau des volumes consommés et de la durée du contrat d'un client donné.

³⁾ Les économies de coûts de ce secteur peuvent varier notamment en fonction du niveau des volumes consommés.

⁴⁾ Utilisant des appareils à haute efficacité.

Au Vermont, le gaz naturel jouit également d'un avantage concurrentiel par rapport aux autres sources d'énergie dans les marchés de la chauffe de l'air et de l'eau. Les principales énergies alternatives dans ces marchés sont le mazout et le propane, mais l'émergence de nouvelles technologies utilisant l'électricité commence également à influencer le marché. Ainsi, l'utilisation du gaz naturel pour le chauffage est plus économique de 47 % par rapport au propane et de 31 % par rapport au mazout ⁴⁾.

⁴⁾ Information établie à partir de données publiées par la New York Mercantile Exchange (« NYMEX ») et le VDPS au 1^{er} novembre 2018.

RAPPORT DE GESTION

La dynamique d'approvisionnement en gaz naturel

Tarifs de transport

L'approvisionnement gazier de la DaQ provient en grande partie du carrefour de Dawn, en Ontario, et d'Empress, en Alberta, où le gaz naturel est acheté puis transporté jusqu'au Québec par l'intermédiaire des réseaux de transport d'Union Gas et de TCPL.

Afin d'assurer les besoins de capacité au carrefour de Dawn, une entente de principe a été conclue en septembre 2013 par Énergir, s.e.c., les distributeurs gaziers de l'Ontario et TCPL (l'« Entente ») prévoyant divers projets d'accroissement de capacité de transport. Ces projets, dont le projet *King's North*, entre Dawn et Maple, en Ontario, ont été mis en service au cours des exercices 2017 et 2018. À la suite de cette Entente et à la demande de l'ONÉ, TCPL a déposé en décembre 2017 une révision de ses tarifs de transport pour la période 2018 à 2020. Cette demande de révision est appuyée par un accord complémentaire intervenu entre toutes les parties à l'Entente, dont Énergir, s.e.c., et prévoit des baisses tarifaires sur l'ensemble des tronçons du réseau principal de TCPL. Une décision sur ce dossier est attendue d'ici la fin de l'année civile 2018 et, dans l'attente de cette dernière, l'ONÉ a approuvé l'application de ces nouveaux tarifs sur une base intérimaire à compter du 1^{er} janvier 2018.

Énergir, s.e.c. effectue une veille sur les diverses demandes déposées auprès de l'ONÉ concernant le service de transport afin de s'assurer que la position concurrentielle du Québec soit prise en compte dans les éventuelles nouvelles offres de services de transport et dans les décisions de l'ONÉ. Par ailleurs, la DaQ a récemment participé à un appel d'offres de TCPL pour un nouveau service de transport à partir d'Empress jusqu'à North Bay à un tarif en deçà de celui présentement en vigueur. Ce nouveau service devrait permettre de réaliser des économies à la clientèle de la DaQ.

Électricité en Nouvelle-Angleterre

L'offre sur le marché de l'énergie électrique en Nouvelle-Angleterre continue d'être plus que suffisante pour répondre à la demande de cette région. Toutefois, les prix de l'électricité ont considérablement augmenté pendant l'hiver 2018 étant donné les températures froides, limitant la capacité disponible des gazoducs de la région. Rappelons que dans la région de la Nouvelle-Angleterre, le prix de l'électricité est fortement corrélé à celui du gaz naturel, qui est une source d'énergie très utilisée pour la production d'électricité.

La volatilité des prix de l'électricité a un effet direct sur les tarifs facturés aux clients par plusieurs distributeurs d'électricité régionaux. Toutefois, les clients de GMP ont été à l'abri de ces importantes fluctuations de prix observées au cours des dernières années en raison de la composition de son portefeuille d'approvisionnement. En effet, le portefeuille d'approvisionnement de GMP est composé de contrats à court et à long terme fixant le prix de l'électricité dans le temps. De plus, GMP bénéficie également d'autres sources d'approvisionnement issues d'installations de production d'électricité qui ne sont pas alimentées en gaz naturel, éliminant ainsi une partie de la volatilité du coût de production lui étant associée. Par ailleurs, la conjoncture du marché, caractérisée par la faiblesse des prix du gaz naturel et du mazout, devrait contribuer à limiter la pression sur les tarifs de l'électricité au cours des prochaines années.

RAPPORT DE GESTION

N) SOMMAIRE DE LA PERFORMANCE FINANCIÈRE ANNUELLE CONSOLIDÉE

1. FAITS SAILLANTS

Exercices clos les 30 septembre

	2018	2017	2016	Variation 2018 vs 2017	Variation 2017 vs 2016
Performance financière					
Revenus	2 553,7	2 526,6	2 587,0	27,1	(60,4)
Marge bénéficiaire brute	1 021,9	998,1	982,0	23,8	16,1
Bénéfice net	214,0	220,4	279,8	(6,4)	(59,4)
Bénéfice net attribuable aux :					
Associés	215,9	240,8	277,5	(24,9)	(36,7)
Participations ne donnant pas le contrôle	(1,9)	(20,4)	2,3	18,5	(22,7)
Par part ¹⁾ (en \$)	1,26	1,42	1,66	(0,16)	(0,24)
Bénéfice net ajusté attribuable aux associés ²⁾	234,6	228,3	214,7	6,3	13,6
Par part ^{1) 2)} (en \$)	1,37	1,35	1,28	0,02	0,07
Gestion de la trésorerie et des capitaux					
Distributions déclarées par part aux associés (en \$)	1,20	1,17	1,16	0,03	0,01
Total de l'actif	7 739,5	7 528,1	7 425,6	211,4	102,5
Total de la dette	3 653,6	3 520,2	3 490,3	133,4	29,9
Ratio des fonds provenant de l'exploitation / dette ²⁾	17,9	16,0	14,9	1,9	1,1
Ratio de la dette par rapport au capital investi ²⁾ (en %)	64,6	64,3	65,8	0,3	(1,5)

¹⁾ De base et dilué par part attribuable aux associés.

²⁾ Ces mesures financières sont non définies en vertu des PCGR. Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures financières non conformes aux PCGR de la section L) APERÇU D'ÉNERGIE, S.E.C. ET AUTRES.

BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX ASSOCIÉS EN BAISSÉ DE 24,9 M \$; REFLET DES EFFETS DE LA RÉFORME FISCALE AMÉRICAINE ET DU GAIN RÉALISÉ À L'EXERCICE 2017 À LA SUITE DE L'ACQUISITION DE LA PARTICIPATION ADDITIONNELLE DANS CDH

BÉNÉFICE NET AJUSTÉ ¹⁾ ATTRIBUABLE AUX ASSOCIÉS EN HAUSSE DE 6,3 M \$; REFLET DE LA HAUSSE DES BASES DE TARIFICATIONS DES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉNERGIE AU VERMONT ET DE LA HAUSSE DES VOLUMES TRANSPORTÉS PAR PNGTS

¹⁾ Cette mesure financière est non définie en vertu des PCGR. Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures financières non conformes aux PCGR à la section L) APERÇU D'ÉNERGIE, S.E.C. ET AUTRES.

2. BÉNÉFICE NET ET BÉNÉFICE NET AJUSTÉ ATTRIBUABLES AUX ASSOCIÉS

2.1 COMPARAISON DES EXERCICES 2018 ET 2017

Le bénéfice net attribuable aux associés de l'exercice 2018 est en baisse de 24,9 millions \$ (0,16 \$ par part), par rapport à l'exercice 2017.

Cette variation s'explique essentiellement par :

- la baisse du bénéfice net de la DaQ de 2,5 millions \$ principalement attribuable à la diminution des investissements portant rendement, compensée en partie par la hausse de la quote-part de l'excédent de rendement réalisé au cours de l'exercice 2018 (12,6 millions \$) par rapport à l'exercice 2017 (8,4 millions \$) provenant principalement de la hausse des volumes de gaz naturel normalisés distribués;
- la hausse du bénéfice net de la distribution d'énergie au Vermont de 3,6 millions \$ attribuable à la hausse des bases de tarification de GMP et de VGS et à l'effet favorable de la réforme fiscale américaine de décembre 2017 (tel que défini ci-dessous) sur les synergies attribuables à GMP, compensés par l'effet défavorable du taux de change de 2,6 millions \$;
- la hausse du bénéfice net de PNGTS de 2,4 millions \$ liée à la hausse des volumes transportés et à la diminution de son taux d'imposition;
- les gains réalisés par Gaz Métro Plus à la suite de la vente de ses actifs d'hébergement de serveurs au T2-2018 ⁵⁾ (4,3 millions \$) et de l'acquisition de la participation additionnelle de CDH (ECCU) au T1-2017 ⁵⁾ (12,5 millions \$); et

⁵⁾ Pour plus d'information sur ces éléments, se référer à la rubrique Conciliation avec les mesures conformes aux PCGR de la présente section.

RAPPORT DE GESTION

- les impacts de la réforme fiscale américaine entraînant une baisse des passifs d'impôts reportés occasionnant la création de sommes à retourner aux clients ainsi qu'une baisse ponctuelle du bénéfice net consolidé de 23,0 millions \$.

Le bénéfice net attribuable aux associés par part de l'exercice 2018 tient compte d'un effet de dilution de 0,02 \$ par part, à la suite de l'émission de 4 545 455 parts au T2-2017.

Excluant les effets de la réforme fiscale américaine et les gains réalisés par Gaz Métro Plus, expliqués plus amplement ci-dessous, le bénéfice net ajusté attribuable aux associés de l'exercice 2018 est en hausse de 6,3 millions \$ comparativement à l'exercice 2017. Une analyse détaillée du bénéfice net ajusté attribuable aux associés est présentée pour chacun des secteurs à la section O) RÉSULTATS SECTORIELS. Le bénéfice net ajusté est non défini en vertu des PCGR. Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures financières non conformes aux PCGR de la section L) APERÇU D'ÉNERGIR, S.E.C. ET AUTRES.

Il est à noter que le bénéfice net et le bénéfice net ajusté attribuables aux associés d'Énergir, s.e.c. proviennent majoritairement d'activités à tarifs réglementés et que ces dernières représentent plus de 96 % du bénéfice net ajusté consolidé de l'exercice 2018, excluant la perte nette du secteur Affaires corporatives et autres. Sur cette même base, la DaQ génère environ 50 % du bénéfice net ajusté pour la même période, soit un niveau comparable à celui de l'exercice 2017.

2.2 COMPARAISON DES EXERCICES 2017 ET 2016

Le bénéfice net attribuable aux associés de l'exercice 2017 est en baisse de 36,7 millions \$ (0,24 \$ par part) par rapport à l'exercice 2016.

Cette variation s'explique par :

- la baisse de 61,4 millions \$ au niveau de la DaQ attribuable principalement à :
 - un ajustement ponctuel de 79,3 millions \$, au T1-2016, relativement à la comptabilisation d'actifs réglementaires liés aux avantages sociaux futurs ⁶⁾;compensé en partie par :
 - l'effet favorable de 8,4 millions \$ de l'enregistrement d'une quote-part de l'excédent de rendement réalisé au cours de l'exercice 2017, attribuable à la hausse des volumes de gaz naturel livrés normalisés; et
 - l'effet des paramètres du dossier tarifaire 2017 qui laissaient anticiper une hausse du bénéfice net de l'ordre de 6,6 millions \$ par rapport à celui réalisé au cours de l'exercice 2016, en raison de la hausse des investissements portant rendement;

partiellement compensée par :

- la hausse du bénéfice net de la distribution d'énergie au Vermont de 21,4 millions \$, attribuable principalement à la comptabilisation, à l'exercice 2016, d'une dépréciation d'actifs à long terme d'un montant de 26,5 millions \$ (16,5 millions \$ après impôts) liée au projet Addison de VGS ⁶⁾ et à la hausse de la base de tarification de GMP et de VGS; et
- le gain de 12,5 millions \$ réalisé par Gaz Métro Plus à l'exercice 2017, à la suite de l'acquisition de la participation additionnelle de CDH ⁶⁾.

⁶⁾ Pour plus d'information sur ces éléments, se référer à la rubrique Conciliation avec les mesures conformes aux PCGR de la présente section.

RAPPORT DE GESTION

3. CONCILIATION AVEC LES MESURES CONFORMES AUX PCGR

Le tableau suivant présente le rapprochement quantitatif du bénéfice net ajusté attribuable aux associés ajusté de base et dilué par part attribuable aux associés avec les mesures conformes aux PCGR :

Secteurs	2018			
	Bénéfice net (perte nette) attribuable aux associés	Ajustements :		Bénéfice net (perte nette) ajusté(e) attribuable aux associés
		Effets de la réforme fiscale américaine a)	Autres gains b)	
DaQ	145,1	—	—	145,1
Distribution au Vermont	101,4	5,3	—	106,7
Transport	22,8	(2,6)	—	20,2
Production d'électricité	4,4	—	—	4,4
Services énergétiques, entreposage et autres	13,1	—	(4,3)	8,8
Affaires corporatives	(70,9)	20,3	—	(50,6)
Total	215,9	23,0	(4,3)	234,6
N^{bre} parts ¹⁾	171,8			171,8
De base et dilué par part (en \$)	1,26			1,37

Secteurs	2017 ²⁾			
	Bénéfice net (perte nette) attribuable aux associés	Ajustements :		Bénéfice net (perte nette) ajusté(e) attribuable aux associés
		Effets de la réforme fiscale américaine a)	Autres gains b)	
DaQ	147,6	—	—	147,6
Distribution au Vermont	103,1	—	—	103,1
Transport	18,0	—	—	18,0
Production d'électricité	—	—	—	—
Services énergétiques, entreposage et autres	18,9	—	(12,5)	6,4
Affaires corporatives	(46,8)	—	—	(46,8)
Total	240,8	—	(12,5)	228,3
N^{bre} parts ¹⁾	169,5			169,5
De base et dilué par part (en \$)	1,42			1,35

Secteurs	2016 ²⁾			
	Bénéfice net (perte nette) attribuable aux associés	Ajustements :		Bénéfice net (perte nette) ajusté(e) attribuable aux associés
		Effet de la constatation d'actifs réglementaires c)	Dépréciation d'actifs à long terme d)	
DaQ	209,0	(79,3)	—	129,7
Distribution au Vermont	81,7	—	16,5	98,2
Transport	20,3	—	—	20,3
Production d'électricité	1,7	—	—	1,7
Services énergétiques, entreposage et autres	5,3	—	—	5,3
Affaires corporatives	(40,5)	—	—	(40,5)
Total	277,5	(79,3)	16,5	214,7
N^{bre} parts ¹⁾	167,3			167,3
De base et dilué par part (en \$)	1,66			1,28

¹⁾ Nombre moyen pondéré de parts de base et dilué en circulation (en millions).

²⁾ En 2018, la présentation de l'information financière sectorielle a été modifiée et les données des exercices 2017 et 2016 ont été ajustées en fonction de la nouvelle présentation adoptée. Pour plus de détails, se référer à la section O) RÉSULTATS SECTORIELS.

RAPPORT DE GESTION

a) Effets de la réforme fiscale américaine

En décembre 2017, le gouvernement américain a adopté une législation fiscale exhaustive, communément appelée *Tax Cuts and Jobs Act* (la « réforme fiscale américaine »), apportant des changements importants et complexes au code fiscal américain applicables aux filiales et aux satellites américains d'Énergir, s.e.c. Les impacts de cette réforme fiscale sur les états financiers consolidés d'Énergir, s.e.c. au 30 septembre 2018 sont principalement une réduction des passifs d'impôts reportés de 243,6 millions \$, la création de passifs réglementaires, nets des actifs réglementaires, de 251,3 millions \$ et une baisse du bénéfice net attribuable aux associés de 23,0 millions \$. L'effet de cette réforme fiscale sur le bénéfice net est attribuable principalement aux impôts reportés liés à la portion non incluse dans l'établissement des tarifs ainsi qu'à la réévaluation à la baisse des actifs d'impôts reportés relatifs à des pertes autres qu'en capital reportées non liées aux activités à tarifs réglementés.

Pour les activités à tarifs réglementés des filiales et satellites américains, les effets de la réforme fiscale américaine ont été constatés majoritairement à titre de passifs réglementaires puisque les impôts exigibles et reportés sont inclus dans l'établissement de leurs tarifs. Les passifs réglementaires constatés à la suite de ces ajustements correspondent aux sommes dont le remboursement est prévu par le biais de tarifs futurs sur des périodes d'amortissement qui seront établies et approuvées ultérieurement par les organismes de réglementation. Dans le cadre de leur cause tarifaire 2019 respective, GMP et VGS ont proposé des périodes d'amortissement représentant une moyenne estimative d'environ 40 ans, basées sur les règles de normalisation de l'Internal Revenue Services et en fonction de la nature des éléments ayant mené à la comptabilisation des impôts reportés à rembourser aux clients. Ces périodes d'amortissement proposées ont notamment été influencées par les durées de vie résiduelles estimatives des actifs sous-jacents. Les sommes à rembourser représentent un total d'environ 30 millions \$ US pour 2019 et de 4 millions \$ US par an pour les années subséquentes.

Enfin, il est à noter que depuis le 1^{er} février 2018, GMP et VGS ont ajusté la facture de leurs clients pour refléter la réduction du taux d'impôt fédéral sur leurs tarifs 2018. Notamment, un montant de 6 millions \$ US sera retourné aux clients de GMP d'ici le 31 décembre 2018, ayant pour effet de réduire la hausse globale des tarifs à environ 4 % pour la durée restante du dossier tarifaire 2018 alors qu'une hausse de 5,02 % était attendue.

b) Autres gains

En février 2018, Gaz Métro Plus a procédé à la vente de ses actifs liés à des activités d'hébergement de serveurs, ce qui lui a permis de générer un gain de 4,3 millions \$.

En décembre 2016, Énergir, s.e.c., par l'entremise de sa filiale Gaz Métro Plus, a procédé à l'acquisition d'une participation additionnelle de 50 % dans CDH (« ECCU ») lui conférant ainsi le contrôle de cette dernière. Cette transaction correspondant à une acquisition par étapes, la participation comptabilisée à la valeur de consolidation immédiatement avant la transaction a donc été réévaluée à sa juste valeur et un gain de 12,5 millions \$ a été comptabilisé à l'état consolidé des résultats. Pour plus d'informations sur cette transaction, se référer à la section O) RÉSULTATS SECTORIELS du présent rapport de gestion et à la note 4 accompagnant les états financiers consolidés audités d'Énergir, s.e.c. pour les exercices clos le 30 septembre 2018 et 2017.

c) Effet de la constatation d'actifs réglementaires liés aux avantages sociaux futurs

Cet élément représente un ajustement ponctuel à l'égard de la comptabilisation d'actifs réglementaires de la DaQ, à la suite du changement du référentiel comptable utilisé par Énergir, s.e.c. pour ses états financiers, passant des PCGR du Canada vers les PCGR des États-Unis. En vertu des PCGR des États-Unis, la constatation de ces actifs réglementaires n'était pas permise au bilan d'ouverture de l'exercice 2015 (1^{er} octobre 2014) et ils furent par conséquent radiés en affectant le déficit. Puisque les traitements réglementaires furent modifiés en décembre 2015 à la suite de la décision de la Régie, les actifs réglementaires furent à nouveau constatés au cours du T1-2016, influençant exceptionnellement à la hausse le bénéfice d'Énergir, s.e.c. Les traitements réglementaires étant maintenant arrimés au traitement prévu en vertu des PCGR des États-Unis, cet impact sur le bénéfice net n'est pas susceptible de se reproduire dans le futur.

d) Dépréciation d'actifs à long terme liés au projet Addison de VGS

Au cours du T3-2016, VGS a comptabilisé une dépréciation d'actifs à long terme de 20,6 millions \$ US avant impôts (26,5 millions \$ CA avant impôts) en lien avec le projet Addison, affectant négativement le bénéfice net de l'exercice 2016 d'un montant de 16,5 millions \$. Cette dépréciation a été comptabilisée à la suite de l'établissement d'une nouvelle estimation des coûts s'élevant à 165,6 millions \$ US, comparativement à l'entente conclue avec le VDPS fixant un plafond de 134 millions \$ US pour le recouvrement des coûts du projet Addison dans ses tarifs. Rappelons que le projet Addison de VGS consistait au prolongement de son réseau de gaz naturel dans le comté d'Addison et que ce dernier a été complété au cours de l'exercice 2017.

RAPPORT DE GESTION

4. REVENUS

4.1 COMPARAISON DES EXERCICES 2018 ET 2017

La hausse des revenus de 27,1 millions \$, entre les exercices 2018 et 2017, s'explique principalement par :

- la hausse des revenus de 97,1 millions \$ générés par le secteur de la distribution d'énergie au Vermont, expliquée principalement par la hausse des volumes d'électricité et de gaz naturel livrés, la hausse des tarifs de GMP, comme prévu à son dossier tarifaire 2018, et par la hausse des revenus provenant de la revente d'électricité de GMP associée aux capacités excédentaires vendues; et
- la hausse de 9,0 millions \$ des revenus générés par le secteur des services énergétiques, entreposage et autres, expliquée principalement par une hausse des activités de vente de GNL liée à l'entrée en vigueur de nouveaux contrats et par les revenus additionnels comptabilisés à la suite de l'acquisition de la participation additionnelle dans CDH depuis T1-2017, comme expliqué à la section O) RÉSULTATS SECTORIELS;

atténuées en partie par :

- la diminution des revenus de 55,0 millions \$ provenant de la DaQ, expliquée principalement par la baisse des tarifs pour les services de la fourniture et du transport reflétant la diminution des prix du gaz naturel sur le marché et la baisse des tarifs de transport de TCPL, compensée en partie par la hausse des volumes livrés de tous les services attribuable principalement à la consommation de la clientèle des secteurs des pâtes et papiers et de la métallurgie et à la croissance économique; et
- l'effet défavorable de 25,0 millions \$ du taux de change sur les revenus générés par les activités de distribution d'énergie au Vermont.

4.2 COMPARAISON DES EXERCICES 2017 ET 2016

La baisse des revenus de 60,4 millions \$, entre les exercices 2017 et 2016, s'explique principalement par :

- la diminution des revenus de 64,9 millions \$ provenant de la DaQ, expliquée principalement par l'effet des paramètres du dossier tarifaire 2017 qui présentait une baisse globale des tarifs afin de refléter le déplacement anticipé des approvisionnements au carrefour de Dawn, compensés en partie par la hausse des volumes livrés de tous les services découlant, entre autres, de la croissance économique; et
- l'effet défavorable de 10,7 millions \$ du taux de change sur les revenus générés par les activités de distribution d'énergie au Vermont;

compensés en partie par :

- la hausse de 22,9 millions \$ des revenus générés par le secteur des services énergétiques, entreposage et autres, expliquée principalement par une hausse des activités de vente de GNL et par les revenus additionnels comptabilisés à la suite de l'acquisition de la participation additionnelle dans CDH comme expliqué à la section O) RÉSULTATS SECTORIELS.

5. SITUATION DE TRÉSORERIE

Énergir, s.e.c. dispose d'une situation financière solide, ce qui a contribué au maintien des notations de crédit accordées par les agences de notations S&P et DBRS, au cours de l'exercice 2018, comme en témoigne le tableau suivant :

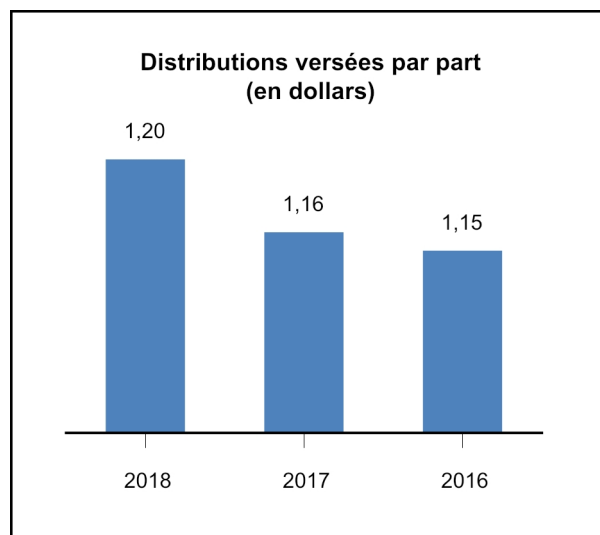
	Exercices clos les 30 septembre		
	2018	2017	2016
Corporative (S&P)	A	A	A
Obligations de première hypothèque (S&P/DBRS) ¹⁾	A+/A	A+/A	A+/A
Papier commercial (S&P/DBRS) ¹⁾	A-1(moyen)/R-1(bas)	A-1(moyen)/R-1(bas)	A-1(moyen)/R-1(bas)

¹⁾ Par l'entremise de son commandité, Énergir inc.

RAPPORT DE GESTION

5.1 DISTRIBUTIONS VERSÉES PAR PART

Fidèle à sa pratique de distribuer la quasi-totalité de ses bénéfices, Énergir, s.e.c. a versé quatre distributions trimestrielles de 0,30 \$ par part à ses associés au cours de l'exercice 2018. Les hausses respectives de 0,04 \$ par part et de 0,05 \$ par part par rapport aux exercices 2017 et 2016 s'expliquent par l'augmentation de la distribution trimestrielle de 0,28 \$ à 0,29 \$ par part au T2-2016 et celle de 0,29 \$ à 0,30 \$ par part au T1-2018. Ces augmentations ont été possibles grâce aux bénéfices générés par la concrétisation des initiatives du plan stratégique d'Énergir, s.e.c., de la croissance soutenue de ses activités à tarifs réglementés, ainsi qu'à la performance de ses parcs éoliens. Énergir, s.e.c. prévoit maintenir le niveau de distribution trimestrielle à 0,30 \$ par part au cours de l'exercice 2019.



O) RÉSULTATS SECTORIELS

Au T1-2018, la structure de présentation de l'information financière sectorielle a été modifiée afin de refléter la façon dont elle est analysée par la direction. Ces modifications ont mené au regroupement dans le secteur Affaires corporatives de la portion des intérêts sur la dette à long terme et des impôts afférents encourus relativement au financement des participations détenues par Énergir, s.e.c. Ces éléments étaient auparavant alloués à chacun des secteurs d'exploitation en fonction d'une méthode basée sur la valeur comptable des participations. Les données de l'exercice précédent ont été reclassées afin de se conformer à la nouvelle présentation adoptée.

1. SECTEUR DE LA DISTRIBUTION D'ÉNERGIE

1.1 DAQ

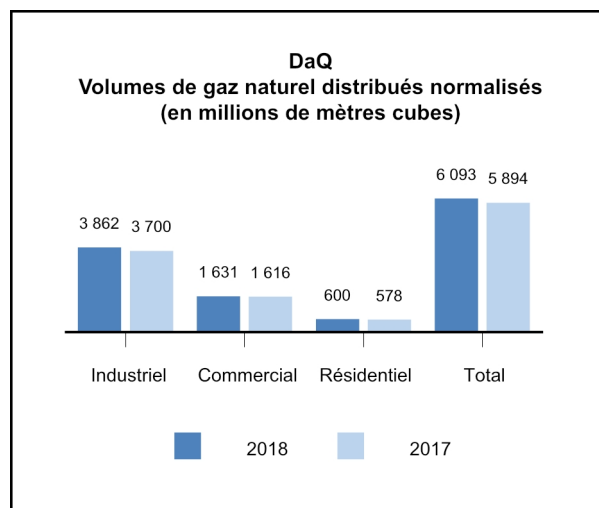
	Exercices clos les 30 septembre		
	2018	Croissance (décroissance)	2017
Revenus	1 435,2	(55,0)	1 490,2
Bénéfice net attribuable aux associés	145,1	(2,5)	147,6
Bénéfice net ajusté attribuable aux associés ¹⁾	145,1	(2,5)	147,6
Volumes de gaz naturel distribués normalisés (en millions de mètres cubes)	6 093	199	5 894

¹⁾ Cette mesure financière est non définie en vertu des PCGR. Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures financières non conformes aux PCGR de la section L) APERÇU D'ÉNERGIR, S.E.C. ET AUTRES.

RAPPORT DE GESTION

Revenus et volumes

La hausse de 3,4 % des volumes de gaz naturel distribués normalisés de l'exercice 2018 est principalement attribuable au marché industriel, plus particulièrement dans les secteurs des pâtes et papiers et de la métallurgie. Dans une moindre mesure, la maturation des nouvelles ventes ainsi que la croissance économique du Québec ont également favorisé les besoins énergétiques des clients des marchés résidentiel et commercial. Malgré la hausse des volumes livrés observée dans l'ensemble des services, les revenus de l'exercice 2018 sont en décroissance et ceci s'explique principalement par la baisse des prix du gaz naturel sur le marché et par la baisse des tarifs de transport de TCPL.



Au cours du T3-2018, la répartition des volumes par segment a été ajustée afin de repositionner la consommation de certains clients. Par conséquent, les volumes comparatifs de l'exercice 2017 et ceux de l'exercice 2018 ont été modifiés en fonction de la nouvelle présentation adoptée.

La DaQ bénéficie d'un mécanisme de normalisation de ses revenus de distribution de gaz naturel qui est fonction des normales de température et d'intensité du vent. Pour ce faire, la DaQ normalise les volumes de gaz naturel distribués, et par la suite, reflète cet ajustement dans ses revenus en utilisant ses comptes de stabilisation tarifaire qui seront récupérés ou remis aux clients sur une période de deux ans, dès l'exercice suivant leur constatation initiale. Ainsi, au cours de l'exercice 2018, les revenus ont été ajustés à la baisse de 8,2 millions \$ comparativement à un ajustement à la hausse de 9,8 millions \$ au cours de l'exercice 2017.

Bénéfice net ajusté attribuable aux associés

Sommaire de l'encadrement réglementaire de la DaQ

Les bénéfices nets autorisés des dossiers réglementaires des exercices 2016 à 2019 ont été établis en fonction des paramètres suivants :

Exercices clos les 30 septembre ¹⁾	2019	2018	2017	2016
Taux de rendement autorisé sur l'avoir ordinaire présumé	8,90 %	8,90 %	8,90 %	8,90 %
Structure de capital (Dettes; Avoir) ²⁾	54 %; 46 %	54 %; 46 %	54 %; 46 %	54 %; 46 %
Base de tarification moyenne au dossier tarifaire (en millions \$) ³⁾	2 157	2 118	2 044	1 956

¹⁾ La période couverte par le dossier tarifaire est du 1^{er} octobre au 30 septembre.

²⁾ L'avoir présumé se répartit comme suit : 7,5 % d'avoir privilégié et 38,5 % d'avoir ordinaire.

³⁾ Pour plus d'information sur les bases de tarification des dossiers tarifaires 2019 et 2018, se référer à la rubrique Dossiers réglementaires de la présente section.

Le dossier tarifaire de la DaQ pour l'exercice 2018, autorisé par la Régie en septembre 2017, anticipait une baisse du bénéfice net attribuable aux associés de 14,9 millions \$ par rapport à celui réalisé au cours de l'exercice 2017. Cette baisse résulte principalement de :

- la quote-part de l'excédent de rendement de 8,4 millions \$ attribuable aux associés réalisée en 2017 par le service de distribution alors qu'aucun montant n'était projeté pour 2018;
- la baisse du rendement sur les investissements hors de la base de tarification, plus importante que l'effet de la hausse des investissements dans la base de tarification comme expliquée ci-après, dans la section des dossiers réglementaires; et
- la constatation d'un revenu de 1,0 million \$ lié à l'incitatif à la performance provenant du PGEE au cours de l'exercice 2017 alors qu'aucun revenu lié à cet incitatif n'a été projeté au dossier tarifaire 2018, cet incitatif ayant été aboli.

RAPPORT DE GESTION

Variation du bénéfice net ajusté attribuable aux associés

Le bénéfice net ajusté attribuable aux associés de l'exercice 2018 est en baisse de 2,5 millions \$ par rapport à celui réalisé au cours de l'exercice 2017. Cette baisse s'explique essentiellement par :

- les différents paramètres du dossier tarifaire 2018, comme expliqué précédemment; compensés par :
- l'effet favorable de l'enregistrement de la quote-part de l'excédent de rendement de 12,6 millions \$ découlant principalement de la hausse des volumes de gaz naturel normalisés distribués, comme expliqué précédemment.

BÉNÉFICE NET DE LA DAQ SURPASSE DE
PLUS DE 12 M \$; LE BÉNÉFICE NET ANTICIPÉ
AU DOSSIER TARIFAIRES 2018

Dossiers réglementaires

Exercice 2017

Rapport annuel réglementaire 2017

Le rapport annuel réglementaire de la DaQ pour l'exercice clos le 30 septembre 2017 a été déposé à la Régie en décembre 2017. En juillet 2018, la Régie a rendu sa décision et cette dernière n'a pas eu d'impact significatif sur le bénéfice net d'Énergir, s.e.c.

Exercice 2018

Dossier tarifaire 2018

Phase I

En février 2017, la Régie a autorisé la reconduction intégrale pour l'exercice 2018 des mesures d'allègement réglementaire, du mode de partage des écarts de rendement ainsi que du taux de rendement sur l'avoir ordinaire présumé de 8,90 % qui étaient en vigueur pour les exercices 2015 à 2017, comme demandé par la DaQ.

Rappelons que les mesures d'allègement réglementaire permettent de fixer la croissance reliée aux dépenses d'exploitation selon le taux d'inflation et de partager équitablement les écarts qui pourraient être générés. Le mode de partage des écarts de rendement de l'allègement réglementaire prévoit que pour chaque exercice financier, les 100 premiers points de base sur l'avoir moyen ordinaire présumé relatifs aux excédents de rendement réalisés sont partagés également entre la clientèle et la DaQ, alors qu'au-delà de ces 100 points de base, 75 % des excédents de rendement sont retournés à la clientèle. Les manques à gagner sont, quant à eux, entièrement assumés par la DaQ.

Phase II

À la suite de la décision de la Régie approuvant la reconduction de l'allègement réglementaire, la DaQ a déposé, en mars 2017, la phase II de son dossier tarifaire 2018 qui prévoyait, entre autres, une hausse moyenne des tarifs de 3,7 % par rapport à l'exercice 2017 ainsi qu'une base de tarification moyenne de 2 511 millions \$.

Dans sa décision rendue en septembre 2017, la Régie a autorisé une hausse globale moyenne des tarifs de 4,5 % par rapport à l'exercice 2017 ainsi qu'une base de tarification moyenne de 2 118 millions \$. La hausse des tarifs découle principalement de l'application de la nouvelle méthode comptable réglementaire permettant l'amortissement, en 2018, du solde non amorti des APR relatifs à la stabilisation tarifaire de la température et du vent des exercices 2016 et 2017. La base de tarification quant à elle présente une hausse de 74 millions \$ comparativement à celle du dossier tarifaire 2017 et s'explique principalement par l'augmentation des investissements en propriétés, aménagements et équipements, partiellement atténuée par l'inclusion dans la base de tarification des soldes des actifs réglementaires et des passifs au titre des prestations projetées liés aux avantages sociaux futurs. Il est à noter que dans sa décision, la Régie a décidé de reporter à un dossier tarifaire ultérieur la demande de la DaQ visant l'intégration à sa base de tarification des actifs intangibles et des APR liés au SPEDE, ce qui explique majoritairement l'écart entre le montant déposé au dossier tarifaire et la décision, sans toutefois influencer le bénéfice net prévu de l'exercice 2018.

RAPPORT DE GESTION

Exercice 2019

Dossier tarifaire 2019

Phase I

Comme proposé par la DaQ en octobre 2017, la Régie a approuvé la reconduction, pour le dossier tarifaire 2019, du taux de rendement sur l'avoir ordinaire présumé et du mode de partage des écarts de rendement qui sont en vigueur depuis l'exercice 2015.

Phase II

La DaQ a déposé à la Régie, en mars et en avril 2018, la phase II de son dossier tarifaire 2019 qui présentait, entre autres, une baisse moyenne globale des tarifs de 4,1 % et une base de tarification moyenne de 2 154 millions \$, en hausse de 36 millions \$ par rapport à celle du dossier tarifaire 2018. Dans sa décision rendue en novembre 2018, la Régie a autorisé une baisse moyenne globale des tarifs de l'ordre de 2,6 %, ainsi qu'une base de tarification moyenne de 2 157 millions \$. La baisse des tarifs provient principalement d'une baisse aux services de transport et d'équilibrage en raison de la diminution des tarifs de TCPL en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2018 et de l'effet net des sommes à remettre aux clients, relativement aux trop-perçus et manques à gagner réalisés au cours des exercices 2017 et 2016. Cette baisse est cependant partiellement compensée par l'effet de la quote-part annuelle de la DaQ payable à Transition énergétique Québec (« TEQ »). Cette quote-part à TEQ, qui n'était pas connue lors de l'élaboration du dossier tarifaire 2019 déposé à la Régie, a remplacé l'ancienne redevance qui était payable au ministre des Ressources naturelles et de la Faune, entraînant ainsi une hausse du coût de service de distribution de 12,1 millions \$ pour l'exercice 2019. La hausse de la base de tarification s'explique quant à elle par l'augmentation des investissements en propriétés, aménagements et équipements.

Perspectives réglementaires

Mesures relatives à l'achat et la vente de GNR

La DaQ a déposé, en juillet 2017, un dossier générique demandant l'approbation de la Régie pour la mise sur pied d'un tarif de rachat garanti qui serait offert aux producteurs de GNR, et la création d'un tarif de fourniture de GNR pour les clients volontaires. Les différentes mesures relatives à l'achat et la vente de GNR proposées dans ce dossier permettront de soutenir l'atteinte des objectifs visés par la Politique énergétique du Québec et d'offrir des conditions adéquates aux producteurs dans le but de favoriser une augmentation de l'offre de GNR, tout en facilitant l'accès aux clients à cette source d'énergie renouvelable désirée par plusieurs. Une décision de la Régie est attendue d'ici le printemps 2019.

Parallèlement à cette demande réglementaire, Énergir, s.e.c. poursuit également ses initiatives visant à accroître l'accès à cette source d'énergie renouvelable dans le but de répondre aux besoins des clients désirant contribuer à la transition énergétique. Pour plus d'informations sur les initiatives liées au GNR, se référer à la rubrique GNR ci-après.

DU GAZ NATUREL RENOUVELABLE LOCAL
MAINTENANT INJECTÉ
DANS LE RÉSEAU DE LA DAQ

Perspectives

Au cours des prochaines années, Énergir, s.e.c. entend poursuivre le développement de la DaQ basé notamment sur une plus grande pénétration de tous les marchés et l'élaboration de méthodes alternatives d'approvisionnement en gaz naturel afin de cibler une nouvelle clientèle, tout en exerçant un contrôle serré des dépenses et en assurant la sécurité, la fiabilité et la pérennité de son réseau.

GNR

Énergir, s.e.c. croit que la valorisation des matières résiduelles est une solution intelligente pour répondre aux besoins énergétiques du Québec tout en contribuant à la diminution d'émissions de GES. Les ambitions stratégiques de verdissement du réseau gazier de la DaQ semblent être également alignées sur les objectifs du gouvernement du Québec puisque ce dernier a publié en août 2018 le Projet de règlement concernant la quantité de gaz naturel au Québec devant être livrée par un distributeur. Selon ce projet, à compter de l'exercice 2020 d'Énergir, s.e.c., le contenu minimal de GNR distribué par le réseau gazier de la DaQ devra s'élever à 1 % des volumes distribués, avec une hausse progressive allant jusqu'à 5 % à compter de l'exercice 2025. L'atteinte de ces paliers nécessitera à terme l'injection de près de 300 millions de m³ de GNR

RAPPORT DE GESTION

dans le réseau de la DaQ. Ce projet de règlement vient renforcer la position du GNR comme une énergie renouvelable essentielle dans le paysage énergétique québécois et un outil clé pour la transition énergétique.

Depuis novembre 2017, Énergir, s.e.c. distribue du GNR au Québec. À cet effet, la Ville de Saint-Hyacinthe est devenue le premier producteur municipal à injecter du GNR dans le réseau de la DaQ. Cet approvisionnement permet à la DaQ de subvenir à la demande croissante de sa clientèle en énergie verte. À titre d'exemple, L'Oréal Canada inc., cliente de la DaQ, s'est engagée sur la voie de la carboneutralité grâce à un approvisionnement en GNR depuis décembre 2017. De plus, quatre autres clients de la DaQ ont signé des ententes d'approvisionnement en GNR.

Énergir, s.e.c. poursuit ses initiatives afin de contribuer au développement de la production du GNR au Québec. Pour ce faire, elle prévoit conclure des ententes similaires à celle de la Ville de Saint-Hyacinthe avec d'autres municipalités et producteurs privés, en plus de participer à des projets novateurs proposant d'autres sources de GNR.

1.2 DISTRIBUTION D'ÉNERGIE AU VERMONT

Exercices clos les 30 septembre

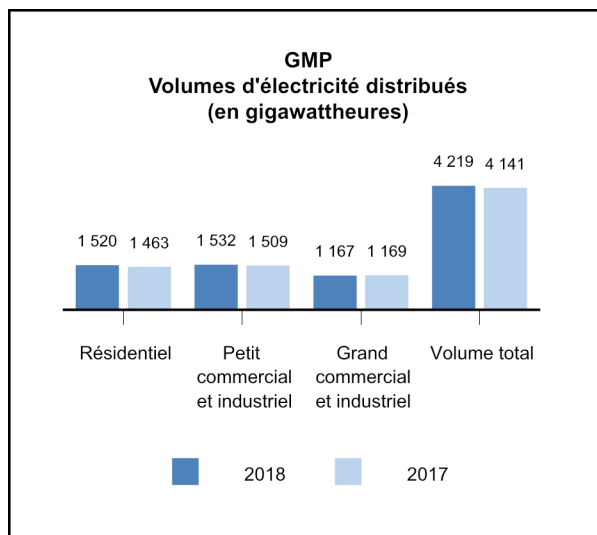
	2018	Taux de change	Croissance (décroissance)	2017 ¹⁾
Revenus	1 067,3	(25,0)	97,1	995,2
Bénéfice net attribuable aux associés	101,4	(2,3)	0,6	103,1
Bénéfice net ajusté attribuable aux associés ²⁾	106,7	(2,6)	6,2	103,1
Volumes d'électricité (en gigawattheures)	4 219	—	78	4 141
Volumes de gaz naturel (en millions de mètres cubes)	370	—	22	348

¹⁾ Les données de l'exercice 2017 ont été modifiées en fonction de la présentation adoptée pour le présent exercice.

²⁾ Cette mesure financière est non définie en vertu des PCGR. Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures financières non conformes aux PCGR de la section L) APERÇU D'ÉNERGIR, S.E.C. ET AUTRES.

Revenus et volumes

L'électricité distribuée par GMP est influencée par la conjoncture économique, l'application des mesures en efficacité énergétique, l'autoproduction d'énergie renouvelable par la clientèle et les fluctuations de la température. Ainsi, pour les secteurs résidentiel et petit commercial et industriel, les températures plus froides observées aux premiers 6 mois-2018 et celles plus chaudes des derniers 6 mois-2018, par rapport aux périodes correspondantes de 2017, expliquent la hausse des volumes comme présenté ci-dessous. Par ailleurs, la croissance des revenus pour l'exercice 2018 s'explique également par la hausse globale des tarifs de 5,02 % à compter du 1^{er} janvier 2018, comme prévu au dossier tarifaire 2018, et par la hausse des revenus provenant de la revente d'électricité associée aux capacités excédentaires vendues.



RAPPORT DE GESTION

Bénéfice net ajusté attribuable aux associés

Sommaire de l'encadrement réglementaire de GMP et de VGS

Exercices clos les 30 septembre ¹⁾	2019		2018		2017		2016	
	GMP ²⁾	VGS	GMP	VGS	GMP	VGS	GMP	VGS
Taux de rendement autorisé sur l'avoir ordinaire	9,30 %	8,50 %	9,10 %	8,50 %	9,02 %	8,50 %	9,44 %	10,09 %
Structure de capital (Dettes; Avoir)	50,2 %; 49,8 %	50 %; 50 %	51,4 %; 48,6 %	50 %; 50 %	49,7 %; 50,3 %	50 %; 50 %	50,4 %; 49,6 %	45 %; 55 %
Base de tarification moyenne au dossier tarifaire (en millions \$ US)	1 563	255	1 433	248	1 353	202	1 260	200 ³⁾

¹⁾ La période couverte par les dossiers tarifaires est du 1^{er} octobre au 30 septembre, à l'exception du dossier tarifaire 2018 de GMP qui couvre la période du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 et de son dossier tarifaire 2019 qui couvre la période du 1^{er} janvier 2019 au 30 septembre 2019 (9 mois).

²⁾ Le dossier tarifaire 2019 de GMP est toujours à l'examen auprès du VPUC, comme plus amplement discuté à la rubrique Dossiers réglementaires.

³⁾ Inclut des investissements projetés de 70 millions \$ US en 2016 portant rendement relativement au projet de développement de réseau de VGS dans le comté d'Addison. À noter que les montants portant rendement reliés au projet Addison ont été revus à la baisse, au cours de l'exercice 2016 à la suite d'une révision des coûts estimés du projet en lien avec le protocole d'entente conclu avec le VDPS fixant les coûts pouvant être récupérés à un plafond de 134 millions \$ US.

Effet du dossier tarifaire 2018 de GMP autorisé par le VPUC

Le dossier tarifaire 2018 de GMP prévoyait une hausse du bénéfice net de l'ordre de 0,7 million \$ US par rapport au bénéfice net réalisé au cours de l'exercice 2017. La hausse du bénéfice net anticipé sur une base annuelle résulte principalement de la croissance de la base de tarification, comme expliqué ci-après, et de la hausse du taux de rendement autorisé sur l'avoir ordinaire, atténuée par l'effet de la structure de capital.

Variation du bénéfice net ajusté attribuable aux associés

La croissance de 6,2 millions \$ pour l'exercice 2018 s'explique essentiellement par :

- les différents paramètres du dossier tarifaire 2018 de GMP qui prévoyaient une hausse du bénéfice net pour l'exercice 2018 par rapport à l'exercice 2017, comme expliqué précédemment;
- l'effet favorable de la réforme fiscale américaine sur les synergies attribuables à GMP; et
- l'effet des paramètres du dossier tarifaire 2018 de VGS qui inclut une hausse de la base de tarification pour refléter la mise en service du projet Addison (1,8 million \$ US pour l'exercice 2018).

Dossiers réglementaires

Exercice 2017

VGS - Dossier tarifaire 2017

En février 2017, VGS a conclu une entente avec le VDPS réglant toutes les questions relatives au dossier tarifaire 2017. Les principales dispositions de cette entente prévoient le maintien des tarifs de base aux niveaux de l'exercice 2016, un taux de rendement autorisé sur l'avoir ordinaire de 8,5 % jusqu'à l'exercice 2019, un accord sur les niveaux de retraits du fonds soutenant l'expansion et la fiabilité du réseau (« SERF ») pour l'exercice 2017 et l'inclusion des coûts du projet Addison dans les tarifs au montant plafond de 134 millions \$ US. Cette entente de règlement a été approuvée par le VPUC en avril 2017 et la décision a été portée en appel devant la Cour suprême du Vermont en mai 2017 par certains intervenants.

En avril 2018, la Cour suprême du Vermont a rendu une décision dans laquelle elle valide le certificat d'utilité publique (« public good ») octroyé à VGS pour le projet Addison, l'utilisation du SERF et l'inclusion des coûts du projet Addison dans sa base de tarification (134 millions \$ US). Par ailleurs, dans sa décision, la Cour suprême a également demandé au VPUC de revoir ses conclusions relativement à la prudence quant à la gestion des coûts du projet par VGS, au motif que la décision n'était pas suffisamment documentée. En juillet 2018, le VPUC a rendu une décision plus détaillée confirmant sa décision initiale.

Exercice 2018

GMP - Dossier tarifaire 2018

Le dossier tarifaire 2018 de GMP, comme approuvé en décembre 2017 par le VPUC, a été élaboré sur la base du coût de service et couvre la période du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018. Ce dernier prévoit un taux de rendement autorisé

RAPPORT DE GESTION

sur l'avoir ordinaire de 9,10 % et un ratio de l'avoir ordinaire de 48,6 %. Il prévoit également une hausse des tarifs de 5,02 % étant donné la hausse des coûts d'approvisionnement et une base de tarification moyenne projetée de 1 433 millions \$ US, en hausse de 80 millions \$ US par rapport à celle du dossier tarifaire 2017, en raison principalement de l'augmentation du niveau des investissements en propriétés, aménagements et équipements et dans Transco. Il est à noter que ce dossier comprend aussi une disposition qui permettrait de retourner aux clients de GMP un montant de 18,2 millions \$ relié aux économies correspondant à 50 % des synergies issues de la fusion avec CVPS. Les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur le 3 janvier 2018.

En novembre 2017, le VPUC a également accepté la reconduction temporaire des mécanismes d'ajustement liés aux coûts d'approvisionnement en électricité et aux changements exogènes du régime de réglementation alternative de GMP pour la période débutant le 1^{er} janvier 2018. Cette reconduction se terminera, au plus tard, le 31 décembre 2019, ou au moment où un nouveau régime de réglementation alternative sera approuvé par le VPUC, dont la décision est attendue au milieu de l'année 2019, comme décrit ci-dessous.

VGS - Régime de réglementation alternative 2018 et 2019

En 2017, VGS a déposé auprès du VPUC une demande visant la reconduction, pour l'exercice 2018, des paramètres en vigueur concernant son mécanisme d'ajustement trimestriel du coût du gaz naturel, incluant le mécanisme de normalisation des effets liés à la température. Celle-ci a été approuvée en août 2017. En juin 2018, VGS a déposé auprès du VPUC une demande similaire visant la reconduction de ces mêmes paramètres pour l'exercice 2019, qui fut approuvée en août 2018.

VGS - Dossier tarifaire 2018

En septembre 2017, VGS a conclu une entente avec le VDPS relativement à son dossier tarifaire 2018, élaboré sur la base du coût de service. Cette entente prévoit un taux de rendement sur l'avoir ordinaire de 8,5 %, un ratio de l'avoir ordinaire de 50 %, une hausse des tarifs de base de 4 % ainsi que l'utilisation des sommes perçues au moyen du SERF pour un montant de 10,7 millions \$ US. Compte tenu des retraits prévus pour l'exercice 2018, le solde du SERF est de 18,8 millions \$ US au 30 septembre 2018. L'entente prévoit également une base de tarification moyenne de 248 millions \$, en hausse de 46 millions \$ US afin de refléter, entre autres, la mise en service complète du projet Addison. Cette entente a été déposée auprès du VPUC et une décision favorable approuvant les modalités de l'entente a été rendue en octobre 2017. Les nouveaux tarifs sont en vigueur depuis le 2 novembre 2017.

Exercice 2019

GMP - Dossier tarifaire 2019

En avril 2018, GMP a déposé auprès du VPUC son dossier tarifaire 2019 établi selon la méthode du coût de service. Le dossier prévoit un taux de rendement autorisé sur l'avoir ordinaire de 9,30 %, un ratio sur l'avoir ordinaire de 49,8 % et couvre la période du 1^{er} janvier 2019 au 30 septembre 2019, afin de recadrer la période tarifaire sur la base d'un exercice financier. Dans ce dossier, une hausse des tarifs de 5,45 % est proposée étant donné la hausse des coûts d'approvisionnement et de transmission et la baisse anticipée de la consommation par les clients de GMP. Cette hausse est toutefois entièrement atténuée par l'effet du début du remboursement aux clients des passifs réglementaires constatés à la suite de la réforme fiscale américaine de décembre 2017 entraînant une baisse globale des tarifs de 0,5 %. Le dossier prévoit également une base de tarification moyenne de 1 563 millions \$ US, en hausse de 130 millions \$ US, expliquée par la hausse des investissements en propriétés, aménagements et équipements, dans sa participation dans Transco et dans des projets d'énergie solaire. Finalement, le dossier comprend une disposition qui permettra de retourner un montant de 13,9 millions \$ US aux clients de GMP relié aux synergies issues de la fusion avec CVPS sur la période de neuf mois couverte par ce dossier. Une décision du VPUC est attendue en décembre 2018.

VGS - Dossier tarifaire 2019

En février 2018, VGS a déposé auprès du VPUC une proposition de son coût de service pour l'exercice 2019. Le coût de service proposé par VGS prévoit un taux de rendement sur l'avoir ordinaire de 8,5 % et un ratio de l'avoir ordinaire de 50 %. Dans ce dossier, VGS propose une baisse globale des tarifs de 3,8 %, qui comprend une réduction des tarifs liés au coût du gaz naturel de 14,8 %, le début du remboursement aux clients des passifs réglementaires constatés à la suite de la réforme fiscale américaine et une hausse des tarifs de distribution de 4 %. VGS propose aussi l'utilisation d'une portion des sommes perçues au moyen du SERF de 8,1 millions \$ US (2,9 millions \$ US nets des sommes à être perçues au cours de l'exercice) ainsi qu'une base de tarification moyenne de 264,2 millions \$ US, en hausse de 16 millions \$ US.

En août 2018, VGS a conclu une entente avec le VDPS relativement au dossier tarifaire 2019. Celle-ci prévoit une hausse des tarifs de distribution de 3,9 %, une base de tarification moyenne de 255,5 millions \$ US et une utilisation d'une portion des sommes perçues au moyen du SERF de 1,9 million \$ US puisque l'entente prévoit aussi la fin de la perception des sommes reliées au SERF dans les tarifs. En octobre 2018, l'entente a été approuvée par le VPUC et les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur le 1^{er} novembre 2018.

RAPPORT DE GESTION

Perspectives réglementaires

GMP - Régime de réglementation pluriannuel

En juin 2018, GMP a déposé auprès du VPUC une proposition pour l'adoption d'un nouveau régime de réglementation pluriannuel, en remplacement de l'ancien régime qui est actuellement en vigueur. D'une durée prévue de trois ans, il est attendu que le nouveau régime entre en vigueur le 1^{er} octobre 2019. Il comprend diverses composantes qui abordent l'ensemble des éléments liés au coût de service de GMP et la reconduction de certains mécanismes du régime actuel dont celui d'ajustement des coûts d'approvisionnement. Des séances de travail sont prévues à l'automne 2018 et la décision du VPUC est attendue au milieu de l'année 2019.

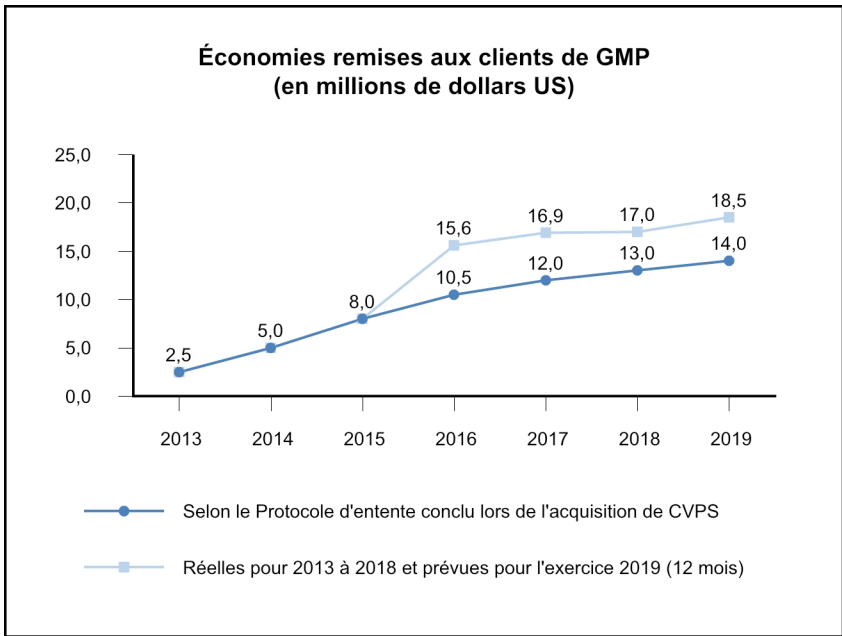
Synergies issues de la fusion de GMP avec CVPS

Conformément au protocole d'entente conclu lors de l'acquisition de CVPS (le « protocole d'entente »), GMP doit générer pour ses clients des économies de coûts résultant de synergies d'au moins 144 millions \$ US sur une période de 10 ans (2013 à 2022). Ces économies doivent être remises aux clients de GMP en fonction d'un échéancier approuvé par le VPUC et selon les modalités suivantes :

- montants fixes pour les exercices 2013 à 2015;
- 50 % pour les exercices 2016 à 2020; et
- 100 % pour les exercices 2021 et 2022.

**GMP PRÉVOIT ÊTRE EN MESURE DE RÉALISER
SUFFISAMMENT DE SYNERGIES POUR
ATTEINDRE L'OBJECTIF DE 144 M \$ US**

Le tableau suivant présente des économies annuelles remises aux clients de GMP, depuis l'acquisition de CVPS, résultant des synergies :



Pour les exercices 2017 et 2018, GMP a réalisé des synergies supérieures à celles prévues selon le protocole d'entente conclu lors de l'acquisition de CVPS. Les montants prévus à cet effet aux dossiers tarifaires 2017 et 2018 s'élevaient à 16,3 millions \$ US et à 18,2 millions \$ US (17,9 millions \$ US pour l'exercice financier 2018), respectivement. Il est à noter que les économies de coûts réalisées lors de l'exercice 2018 sont inférieures à celles prévues aux dossiers tarifaires. En effet, le Vermont a connu plusieurs perturbations météorologiques au cours de l'exercice qui ont entraîné des dépenses plus importantes que prévu. Toutefois, compte tenu des économies liées aux synergies réalisées depuis l'exercice 2013, GMP prévoit être en mesure de réaliser suffisamment de synergies pour atteindre l'objectif de 144 millions \$ US fixé par le protocole d'entente.

RAPPORT DE GESTION

Perspectives

GMP demeure à l'affût d'occasions de conclure divers partenariats stratégiques dans le but de poursuivre son développement et d'assurer sa pérennité. GMP poursuit des initiatives novatrices dont l'objectif est de répondre aux besoins des clients en leur offrant des services énergétiques intégrés visant à réduire leur consommation d'énergie et leur facture d'électricité, tout en continuant à distribuer et à produire une énergie propre, rentable et fiable.

Malgré une demande en électricité supérieure pour l'exercice 2018 par rapport à l'exercice 2017, GMP prévoit dans l'ensemble qu'une certaine baisse de la demande sera observée à moyen et à long terme en raison de l'amélioration continue des mesures en efficacité énergétique à l'échelle de l'État du Vermont et du niveau croissant d'autoproduction d'électricité dans les marchés résidentiel et commercial. Afin de contrer cette baisse imminente, GMP a développé de nouveaux programmes et diversifié son offre à sa clientèle. Parmi ces initiatives, notons des programmes supportant l'installation et la location de batteries domestiques, de thermopompes intelligentes, de chauffe-eau et de bornes de recharge pour véhicules électriques ainsi que des incitatifs liés à l'achat de véhicules électriques.

Projets d'énergie solaire

Le dossier tarifaire 2019 de GMP inclut trois projets de parcs solaires d'une capacité de production totale de 14,4 MW qui, combiné à un système de batteries Powerpack de Tesla, permettront d'emmagasiner 6 MW au total. Situés dans l'État du Vermont, ces projets, qui seront détenus en partenariat, représentent des investissements d'environ 28,7 millions \$ pour GMP. Ces trois projets ont été soumis au VPUC pour l'obtention des permis. La mise en service des parcs solaires est prévue pour la fin de l'exercice financier 2019.

VGS - Gaz naturel renouvelable

En mars 2018, VGS a lancé son programme de GNR sur base volontaire. Ce programme, approuvé par le VPUC, permet aux clients qui le désirent de s'approvisionner en GNR à un tarif incluant une prime. Le VPUC a approuvé, en juillet 2018, une entente à long terme conclue entre VGS et un fournisseur ontarien pour un approvisionnement en GNR, dont l'injection devrait débuter au printemps 2019. Parallèlement, afin de répondre à la demande actuelle et future, VGS poursuit ses démarches afin de bénéficier de sources additionnelles de GNR.

2. SECTEUR DU TRANSPORT DE GAZ NATUREL

	Exercices clos les 30 septembre			
	2018	Taux de change	Croissance (décroissance)	2017 ¹⁾
Revenus	3,6	—	0,4	3,2
Bénéfice net attribuable aux associés	22,8	(0,5)	5,3	18,0
Bénéfice net ajusté attribuable aux associés ²⁾	20,2	(0,4)	2,6	18,0

¹⁾ Les données de l'exercice 2017 ont été modifiées en fonction de la présentation adoptée pour le présent exercice.

²⁾ Cette mesure financière est non définie en vertu des PCGR. Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures financières non conformes aux PCGR de la section L) APERÇU D'ÉNERGIE, S.E.C. ET AUTRES.

Le secteur du transport de gaz naturel comprend les résultats de Champion et inclut également les quotes-parts des résultats de TQM et de PNGTS. Ainsi, les résultats de ce secteur sont généralement influencés par les volumes transportés par PNGTS qui varient en fonction d'éléments ponctuels comme la température, alors que les bénéfices de TQM et de Champion sont stables étant donné la fixation d'un revenu requis annuel sans égard aux volumes transportés.

Bénéfice net ajusté attribuable aux associés

La croissance observée pour l'exercice 2018 s'explique par la hausse des volumes transportés par PNGTS liée à l'entrée en vigueur de nouveaux contrats à long terme et par l'effet de la diminution du taux d'imposition à la suite de la réforme fiscale américaine, atténués par des travaux d'entretien ponctuels réalisés par TQM au cours de l'exercice 2018.

RAPPORT DE GESTION

Affaires réglementaires

Sommaire de l'encadrement réglementaire de TQM

Période couverte par le dossier tarifaire	01/01/2018 au 31/12/2018	01/01/2017 au 31/12/2017	01/01/2016 au 31/12/2016
Principes tarifaires	Tarifs finaux basés sur le plan pluriannuel (2017-2021) négocié avec les parties intéressées	Tarifs finaux basés sur le plan pluriannuel (2017-2021) négocié avec les parties intéressées	Tarifs finaux basés sur le plan pluriannuel (2014-2016) négocié avec les parties intéressées
Décision rendue par l'ONÉ	Avril 2018	Avril 2017	Avril 2016
Base de tarification moyenne au dossier tarifaire (en millions \$)	327	335	345

Perspectives

Projet Portland Xpress

Étant donné la demande croissante pour le gaz naturel dans la région de la Nouvelle-Angleterre et du nombre limité de gazoducs, PNGTS a procédé à un appel d'offres à l'été 2017, qui lui a permis de signer de nouveaux contrats pour un total d'environ 180 000 Dth/jour.

Afin de pouvoir répondre à cette demande additionnelle, PNGTS devra donc augmenter la capacité de son réseau en ajoutant, entre autres, un compresseur à la station d'Elliot dont les travaux sont prévus à l'hiver 2020, tout en bénéficiant, entre autres, de l'ajout d'un compresseur à la station d'East Hereford de TQM dont la mise en service est prévue vers la fin de l'année 2019. L'investissement prévu est d'environ 55 millions \$ pour TQM et de 85 millions \$ pour PNGTS. La demande d'approbation pour l'ajout de compression sur le réseau de TQM a été approuvée par l'ONÉ en mars 2018 alors que celle ayant trait au réseau de PNGTS a été soumise à la FERC en avril 2018. Les travaux de la station d'East Hereford ont débuté au cours du mois d'août 2018.

Par ailleurs, la quasi-totalité des clients de PNGTS ont obtenu leurs approbations réglementaires afin de contracter les capacités prévues. En plus de faire croître les volumes transportés par PNGTS, ces nouveaux contrats, d'une durée de 20 ans, viendront également sécuriser ses capacités actuelles puisque plusieurs contrats de vente à long terme viennent à échéance au cours de l'exercice 2019. Il est prévu que les nouveaux contrats entreront en vigueur par phase en fonction des capacités disponibles.

3. SECTEUR DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Exercices clos les 30 septembre

	2018	Acquisition d'entreprise	Croissance (décroissance)	2017 ¹⁾
Revenus	3,6	1,8	(1,3)	3,1
Bénéfice net attribuable aux associés	4,4	(1,8)	6,2	—
Bénéfice net ajusté attribuable aux associés ²⁾	4,4	(1,8)	6,2	—

¹⁾ Les données de l'exercice 2017 ont été modifiées en fonction de la présentation adoptée pour le présent exercice.

²⁾ Cette mesure financière est non définie en vertu des PCGR. Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures financières non conformes aux PCGR de la section L) APERÇU D'ÉNERGIE, S.E.C. ET AUTRES.

Le secteur de la production d'électricité comprend les résultats de Standard Solar et inclut également les quotes-parts des résultats des Parcs éoliens SDB.

Bénéfice net ajusté attribuable aux associés

La croissance de l'exercice 2018 s'explique principalement par les résultats des Parcs éoliens SDB qui ont bénéficié des vents supérieurs observés au cours de l'exercice 2018 par rapport à l'exercice 2017 malgré une période de givre ayant été observée au T2-2018, comme mentionné à la rubrique 3.2 de la section B) SOMMAIRE DE LA PERFORMANCE FINANCIÈRE CONSOLIDÉE du présent rapport de gestion. Il est à noter que la perte nette attribuable à l'associé sans contrôle de Solar I est de 11,2 millions \$ pour l'exercice 2018. Pour plus d'informations sur cet élément, se référer aux rubriques ci-dessous.

RAPPORT DE GESTION

Standard Solar

En avril 2017, Énergir, s.e.c., par l'entremise de sa filiale NNEEC, a procédé à l'acquisition de la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de Standard Solar, pour une contrepartie en espèces de 22,0 millions \$ (16,2 millions \$ US), financée à partir de la facilité de crédit de NNEEC. Basée dans l'État du Maryland, Standard Solar est une entreprise américaine verticalement intégrée dans le secteur de l'énergie solaire. Cadrant avec sa vision stratégique, cette acquisition permettra à Énergir, s.e.c. d'accroître sa présence et son expertise dans le secteur de l'énergie solaire et de bonifier sa présence dans le segment des énergies renouvelables.

La répartition du prix d'achat de la nouvelle participation a engendré la comptabilisation d'un écart d'acquisition de 16,9 millions \$. Les principaux facteurs ayant contribué à la comptabilisation de l'écart d'acquisition sont (i) le savoir-faire de la main-d'oeuvre acquise, (ii) la notoriété de Standard Solar et (iii) le réseau de partenaires développeurs permettant une couverture géographique étendue englobant la majorité des États américains. Pour plus d'informations relativement à cette transaction, se référer à la note 4 accompagnant les états financiers consolidés audités d'Énergir, s.e.c. pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017.

Depuis son acquisition, Standard Solar a concentré ses efforts sur la mise en place de son nouveau modèle d'affaires, soit l'accroissement de ses activités de production d'énergie solaire. La compétition accrue et l'incertitude économique qui prévalait aux États-Unis, découlant de la hausse potentielle des droits de douanes sur les panneaux solaires, ont engendré certains retards quant à la conclusion de projets à titre de fournisseur de services. En janvier 2018, la Maison-Blanche a rendu sa décision concernant la tarification des modules solaires stipulant que des tarifs de sauvegarde dégressifs allaient être imposés aux fabricants de modules et de cellules solaires pour les cinq prochaines années, commençant à 30 % et atteignant 15 % la quatrième année. Ni le Mexique ni le Canada n'ont été exemptés de ces tarifs, la décision exemptant toutefois 2,5 gigawatts d'importations de cellules par an.

Cette décision a mis fin à une année d'incertitude et a permis une reprise et une réorganisation du marché depuis l'entrée en vigueur de ces tarifs douaniers, atténuant ainsi leurs effets. Au 30 septembre 2018, les actifs de Standard Solar comprennent des projets en service totalisant près de 20 MW (aucune nouvelle mise en service au T4-2018) et environ 35 MW en cours de construction (dont 20 MW mis en construction au T4-2018).

Solar I

En octobre 2017, Standard Solar a signé une entente avec un investisseur afin de financer des parcs solaires, incluant ceux en service au 30 juin 2018. L'entente prévoit un investissement total d'environ 35 millions \$ US dans Solar I, dont 14 millions \$ US par l'investisseur. Au 30 septembre 2018, l'investisseur avait investi un montant total de 15,0 millions \$ (11,8 millions \$ US). D'autres contrats ont également été signés en octobre 2017 avec cet investisseur afin de fixer les modalités du partenariat qui sont communes à ce type de partenariat. Étant donné les différentes clauses prévues à l'entente, Solar I est considérée comme une EDDV. Pour plus de détails sur le traitement comptable d'une EDDV et ses impacts, se référer à la note 11 des états financiers audités consolidés d'Énergir, s.e.c. pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017.

Perspectives

Énergir, s.e.c. demeure à l'affût d'occasions d'investir dans d'autres projets de production d'électricité au Canada et aux États-Unis, dans le but de soutenir l'un de ses objectifs stratégiques qui est d'accroître sa présence dans le segment des énergies renouvelables, et ce, afin de participer activement à la réduction de l'empreinte environnementale du secteur énergétique.

À cet effet, Énergir, s.e.c. et Boralex ont déposé, en juillet 2017, trois soumissions dans le cadre d'un appel d'offres lancé le 31 mars 2017 par l'État du Massachusetts aux États-Unis pour un projet éolien de 300 MW, situé sur le territoire privé de la Seigneurie de Beaupré. Les résultats de cet appel d'offres ont été annoncés en janvier 2018 et les soumissions déposées par Énergir, s.e.c. et Boralex n'ont pas été retenues.

RAPPORT DE GESTION

4. SECTEUR DES SERVICES ÉNERGÉTIQUES, ENTREPOSAGE ET AUTRES

Exercices clos les 30 septembre

	2018	Acquisition (disposition) d'entreprise	Croissance (décroissance)	2017 ¹⁾
Revenus	73,6	3,0	6,0	64,6
Bénéfice net attribuable aux associés	13,1	(0,1)	(5,7)	18,9
Bénéfice net ajusté attribuable aux associés ²⁾	8,8	(0,1)	2,5	6,4

¹⁾ Les données de l'exercice 2017 ont été modifiées en fonction de la présentation adoptée pour le présent exercice.

²⁾ Cette mesure financière est non définie en vertu des PCGR. Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures financières non conformes aux PCGR de la section L) APERÇU D'ÉNERGIR, S.E.C. ET AUTRES.

Les variations des revenus et du bénéfice net ajusté de ce secteur sont attribuables en partie à l'acquisition d'une participation additionnelle de 50 % dans CDH (ECCU) au T1-2017, comme expliqué ci-dessous, et à l'arrêt des activités d'hébergement de serveurs de Gaz Métro Plus à la suite de la disposition de ses actifs au T2-2018, comme en témoigne le tableau ci-haut.

Revenus

La croissance des revenus de ce secteur pour l'exercice 2018 s'explique principalement par la hausse des volumes livrés de Gaz Métro GNL étant donné l'entrée en vigueur de nouveaux contrats (83,4 millions et 70,2 millions de mètres cubes pour les exercices 2018 et 2017 respectivement) et par la hausse des volumes et des prix de vente d'ECCU reflétant l'effet des températures froides et l'indexation de ses tarifs.

Bénéfice net ajusté attribuable aux associés

La croissance du bénéfice net ajusté de ce secteur pour l'exercice 2018 s'explique principalement par la hausse des volumes et des prix de vente d'ECCU, la hausse de la rentabilité générale de Gaz Métro Plus et la hausse des volumes livrés de Gaz Métro GNL, comme mentionné précédemment, atténuée par la hausse de la dépense d'amortissement à la suite de la mise en service du deuxième train de liquéfaction en avril 2017 et par l'attribution de 42 % des résultats de Gaz Métro GNL à IQ, et ce, proportionnellement à sa participation depuis cette même date.

Acquisition d'une filiale - CDH

En décembre 2016, Énergir, s.e.c., par l'entremise de sa filiale Gaz Métro Plus, a procédé à l'acquisition de 50 % des parts émises et en circulation de CDH qui étaient détenues par l'autre coentrepreneur en échange d'une contrepartie en espèces de 25,8 millions \$ (montant de 21,9 millions \$, net de la trésorerie disponible de 3,9 millions \$ au moment de l'acquisition). CDH détient principalement une participation de 100 % dans ECCU dont la principale activité est de gérer et d'exploiter trois réseaux distincts de vapeur, d'eau chaude et d'eau froide s'étendant sur trois kilomètres et répondant aux besoins de chauffage et de climatisation de certains espaces commerciaux au centre-ville de Montréal.

Ces nouvelles parts acquises s'ajoutent au 50 % des parts émises et en circulation de CDH qui étaient précédemment détenues par Gaz Métro Plus, lui conférant ainsi le contrôle de CDH et donc d'ECCU. Cette acquisition a pour objectif de poursuivre le développement et la croissance de cet actif stratégique qui permet de desservir les besoins énergétiques de 1,8 million de mètres carrés de superficie commerciale au centre-ville de Montréal où circulent environ 100 000 personnes par jour.

Puisque cette transaction correspond à une acquisition par étapes d'une filiale, la valeur comptable de la participation établie selon la méthode de la valeur de consolidation immédiatement avant la transaction a été réévaluée à la juste valeur de 25,8 millions \$, laquelle fut déterminée sur la base de la juste valeur de la contrepartie en espèces versée au coentrepreneur dans le cadre de la transaction. À la suite de cette réévaluation, un gain de 12,5 millions \$ a été comptabilisé à l'état consolidé des résultats.

La répartition du prix d'achat de la nouvelle participation a engendré la comptabilisation d'un écart d'acquisition de 14,7 millions \$. Les principaux facteurs ayant contribué à la comptabilisation de l'écart d'acquisition sont (i) la capacité démontrée par ECCU au fil des années d'offrir une solution énergétique fiable, sécuritaire et à un prix concurrentiel, (ii) la localisation unique et stratégique de ses réseaux au centre-ville de Montréal et (iii) la réalisation prévue d'économies sur le plan des frais de gestion de CDH.

RAPPORT DE GESTION

Énergir, s.e.c. a eu recours à son crédit à terme pour financer la transaction. Pour plus d'informations relativement à cette transaction, se référer à la note 4 accompagnant les états financiers consolidés audités d'Énergir, s.e.c. pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017.

Perspectives

GNL

Énergir, s.e.c., par l'entremise de Gaz Métro GNL, poursuit ses activités de mise en marché du GNL issu des nouvelles capacités de l'usine LSR, et ce, tant à l'intérieur qu'à l'extérieur du Québec. À cet effet, les différentes initiatives de Gaz Métro GNL sont notamment :

- le développement du marché du GNL comme carburant marin : des ententes ont été conclues avec le Groupe Desgagnés et la Société des traversiers du Québec pour l'avitaillement de leurs navires et la participation au développement d'une solution d'approvisionnement en GNL pour les ports de Montréal et de Québec qui est maintenant en place;
- l'utilisation de GNL en remplacement du mazout dans les marchés industriel et minier : un projet pilote avec ArcelorMittal pour la conversion d'une partie de son procédé de fabrication au GNL a débuté en novembre 2018; et
- le marché américain : démarchage auprès de nouveaux clients et maintien des relations contractuelles courantes.

5. SECTEUR AFFAIRES CORPORATIVES

	Exercices clos les 30 septembre			
	2018	Taux de change	Croissance (décroissance)	2017 ¹⁾
Revenus	(29,6)	—	0,1	(29,7)
Perte nette attribuable aux associés	(70,9)	1,8	(25,9)	(46,8)
Perte nette ajustée attribuable aux associés ²⁾	(50,6)	0,9	(4,7)	(46,8)

¹⁾ Les données de l'exercice 2017 ont été modifiées en fonction de la présentation adoptée pour le présent exercice.

²⁾ Cette mesure financière est non définie en vertu des PCGR. Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures financières non conformes aux PCGR de la section L) APERÇU D'ÉNERGIR, S.E.C. ET AUTRES.

Les résultats de ce secteur sont le reflet de l'élimination des revenus et des coûts directs intersectoriels, des intérêts sur la dette à long terme encourus relativement au financement des participations détenues et comprennent également les frais de développement reliés à différents projets et des frais corporatifs non alloués aux autres secteurs d'Énergir, s.e.c.

La décroissance de ce secteur pour l'exercice 2018 s'explique essentiellement par la hausse des frais financiers reliée à l'émission d'une dette à long terme au T3-2017 et à la hausse du taux d'intérêt moyen, la diminution de la capitalisation de frais financiers sur divers projets et par une hausse des dépenses fiscales dans certaines filiales en lien avec les diverses réformes présentement en cours et certaines modifications de structures de détention effectuées au T1-2018.

Perspectives

Énergir, s.e.c. demeure toujours à l'affût de l'évolution du contexte du marché dans lequel elle œuvre, tout en se conformant aux obligations, lois et règlements auxquels elle est soumise. Dans ses décisions, réflexions et choix stratégiques, Énergir, s.e.c. est soucieuse de l'environnement et de l'atteinte des objectifs de réduction de GES. Ayant pour objectif d'accroître sa rentabilité tout en maintenant son profil de risque, Énergir, s.e.c. est en constante réflexion afin d'innover en matière de diversification de l'utilisation du gaz naturel afin d'exploiter l'avantage environnemental et économique de cette source d'énergie, en remplacement des produits pétroliers, tout en poursuivant son implication dans divers projets d'énergie renouvelable et d'autres projets, et ce, en conformité avec ses valeurs, sa mission et son plan stratégique.

RAPPORT DE GESTION

P) SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Le tableau qui suit compare les principaux soldes inscrits aux bilans consolidés aux 30 septembre 2018 et 2017.

Rubriques du bilan		Effet de la variation du taux de change			Explications
Aux 30 septembre	2018	2017	Augmentation (Diminution) ¹⁾		
Clients et autres débiteurs	229,5	192,5	4,1	32,9	▪ Hausse des tarifs et des volumes livrés de GMP ainsi que des volumes livrés de la DaQ
Stocks	81,3	96,9	0,9	(16,5)	▪ Baisse des volumes d'entreposage de la DaQ à Union combinée à la diminution du coût du gaz naturel liée aux conditions du marché
Propriétés, aménagements et équipements	4 523,8	4 253,8	72,6	197,4	▪ Investissements effectués dans les réseaux de distribution d'énergie de la DaQ, de GMP et de VGS et dans les parcs solaires de Standard Solar
Actifs incorporels	341,9	417,8	1,4	(77,3)	▪ Variation nette des droits d'émission de GES détenus par la DaQ en vertu du Règlement SPEDE
Placements	1 307,1	1 207,7	38,1	61,3	▪ Investissements effectués par GMP dans Transco
Écarts d'acquisition	423,5	409,4	14,1	—	▪ Comparable
Emprunts bancaires	37,7	43,8	1,3	(7,4)	▪ Baisse de la facilité de crédit de VGS
Fournisseurs et charges à payer	317,1	372,4	4,8	(60,1)	▪ Diminution attribuable au paiement effectué par GMP en lien avec son investissement dans Transco
Dette à long terme, incluant les échéances courantes	3 615,8	3 476,3	83,9	55,6	▪ Financement des investissements de GMP dans son réseau et dans Transco et de Standard Solar dans ses parcs solaires
Passifs (actifs) nets réglementaires, incluant les portions à court terme et à long terme	119,8	(263,2)	5,6	377,4	▪ Hausse des passifs réglementaires liée aux impôts reportés à la suite de la réforme fiscale américaine ▪ Variation des actifs et passifs réglementaires liée au partage des excédents de rendement et des manques à gagner de la DaQ, comme prévu au dossier tarifaire 2018 ▪ Hausse des passifs réglementaires liés aux coûts d'abandon ▪ Diminution des actifs réglementaires liés aux avantages sociaux futurs de GMP
Passif d'impôts reportés	338,1	532,2	17,4	(211,5)	▪ Effet de la réforme fiscale américaine
Passif net relié aux instruments financiers dérivés, incluant les portions à court terme	14,8	53,0	0,5	(38,7)	▪ Hausse des prix à terme de capacité et d'électricité entraînant une hausse de la juste valeur marchande des contrats d'échange à prix fixe
Autres éléments du passif à long terme	548,7	546,7	10,3	(8,3)	▪ Baisse des passifs au titre des prestations projetées de VGS et de GMP compensée par une hausse au niveau de la DaQ
Capital	1 851,8	1 851,8	—	—	▪ Comparable

¹⁾ Excluant l'effet de la variation du taux de change.

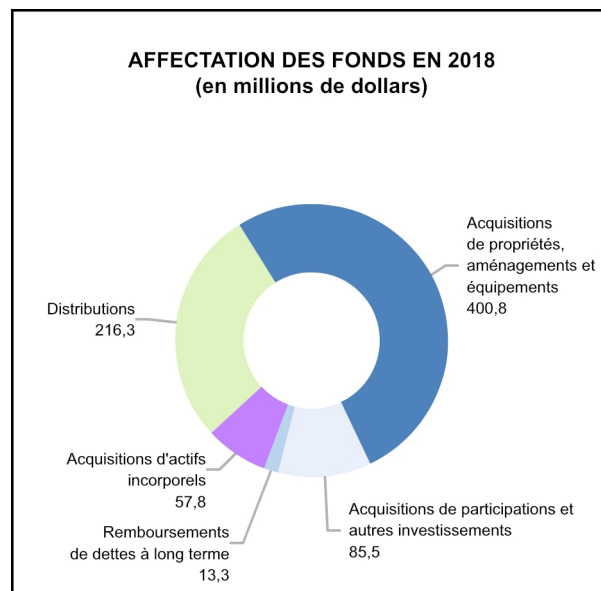
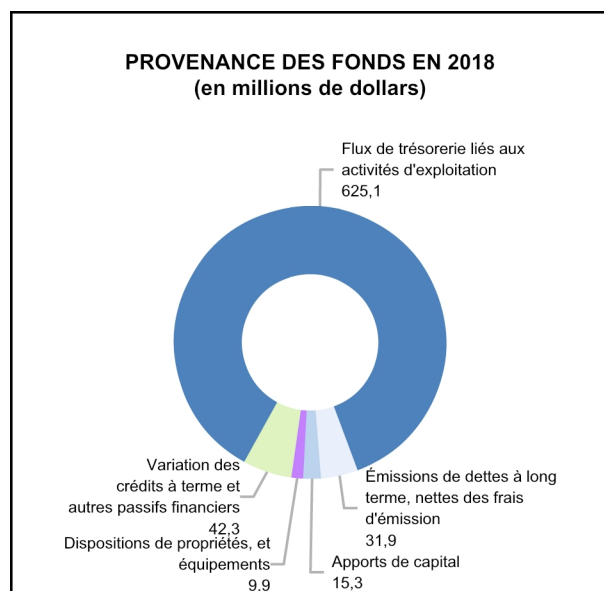
RAPPORT DE GESTION

Q) GESTION DE LA TRÉSORERIE ET DES CAPITAUX

La stratégie de gestion de la trésorerie et des capitaux d'Énergir, s.e.c. a pour objectif de maintenir un profil financier solide et de satisfaire ses besoins en liquidités. L'atteinte de ces objectifs permet à Énergir, s.e.c. de respecter ses obligations financières, de réinvestir dans ses actifs existants afin de maintenir sa capacité à générer des bénéfices conformément à la réglementation des tarifs et de réaliser les différents projets prévus dans le cadre de sa stratégie de croissance.

Cette section présente une analyse de la situation financière, des flux de trésorerie et des liquidités d'Énergir, s.e.c.

1. FAITS SAILLANTS DE L'EXERCICE 2018 ^{1) 2)}



- 1) La variation des crédits à terme et autres passifs financiers inclut également la variation des emprunts bancaires et du découvert bancaire.
- 2) Les acquisitions de participations et autres investissements correspondent aux acquisitions de participations comptabilisées à la valeur de consolidation et autres placements, à la variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie soumis à des restrictions, aux acquisitions et dispositions d'unités de fonds de placement et aux autres investissements.

2. SOMMAIRE DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Exercices clos les 30 septembre		
	2018	2017	Variation
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	a 625,1	559,8	65,3
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	b (534,2)	(573,6)	39,4
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	c (140,1)	67,0	(207,1)

a) Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

La hausse de 65,3 millions \$ des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation s'explique, entre autres, par :

- la hausse nette des entrées de fonds de la DaQ de 40,1 millions \$ expliquée principalement par :
 - la hausse des tarifs prévue au dossier tarifaire 2018 et l'effet favorable des températures plus froides; atténuée par :
 - la hausse du prix du gaz naturel; et
 - l'effet défavorable de la croissance des volumes sur le fonds de roulement; et
- la hausse des distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de 24,0 millions \$ attribuable aux distributions reçues par PNGTS et Transco;

RAPPORT DE GESTION

atténuée en partie par :

- les sommes retournées aux clients par GMP et VGS à la suite de la réforme fiscale américaine ainsi que les coûts engagés par GMP pour des tempêtes d'ordre majeur survenues au cours de l'exercice financier 2018, qui seront récupérés auprès de ses clients ultérieurement.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION EN HAUSSE DE 65,3 M \$

b) Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

	Exercices clos les 30 septembre		
	2018	2017	Variation
Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie soumis à des restrictions	6,6	(0,4)	7,0
Acquisitions de propriétés, aménagements et équipements	(400,8)	(503,4)	102,6
Dispositions de propriétés, aménagements et équipements	9,9	45,2	(35,3)
Acquisitions d'actifs incorporels	(57,8)	(69,8)	12,0
Variation nette d'unités de fonds de placement	(3,1)	(5,2)	2,1
Acquisitions de participations comptabilisées à la valeur de consolidation et autres placements	(91,9)	(5,3)	(86,6)
Acquisitions de filiales	—	(42,7)	42,7
Autres	2,9	8,0	(5,1)
Total	(534,2)	(573,6)	39,4

Acquisitions de propriétés, aménagements et équipements

La baisse de 102,6 millions \$ par rapport à l'exercice précédent provient principalement :

- de la finalisation en avril 2017 du projet de développement de réseau de VGS dans le comté d'Addison et de la mise en service du deuxième train de liquéfaction de Gaz Métro GNL à l'usine LSR; et
- des investissements effectués par GMP dans ses parcs solaires au T1-2017, de l'acquisition de centrales hydroélectriques au T2-2017 et au T3-2017, et de la révision à la baisse de ses investissements de 2018, comme prévu au dossier tarifaire;

compensée en partie par :

- les investissements dans les projets de parcs solaires de Standard Solar.

Dispositions de propriétés, aménagements et équipements

La baisse de 35,3 millions \$ par rapport à l'exercice précédent s'explique principalement par la vente au T3-2017 par GMP d'un actif sous contrôle conjoint, Highgate Transmission Facility, pour une contrepartie en espèces de 43,5 millions \$ (32,4 millions \$ US), compensée en partie par la vente des actifs d'hébergement de serveurs de Gaz Métro Plus au T2-2018.

Acquisitions d'actifs incorporels

La baisse de 12,0 millions \$ par rapport à l'exercice précédent s'explique principalement par les achats inférieurs de droits d'émission de GES que la DaQ a réalisés en vertu du Règlement SPEDE.

Acquisitions de participations comptabilisées à la valeur de consolidation et autres placements

La hausse de 86,6 millions \$ s'explique principalement par les investissements effectués par GMP dans Transco, en septembre 2017 et en décembre 2017, s'élevant respectivement à 40,6 millions \$ (32,4 millions \$ US) et à 49,6 millions \$ (39,0 millions \$ US). Il est à noter que l'investissement de septembre 2017 a été déboursé en octobre 2017.

Acquisitions de filiales

En décembre 2016, Énergir, s.e.c., par l'entremise de sa filiale Gaz Métro Plus, a procédé à l'acquisition d'une participation additionnelle dans CDH (ECCU), pour une contrepartie nette de la trésorerie acquise de 21,9 millions \$. Le 26 avril 2017, Énergir, s.e.c., par l'entremise de sa filiale NNEEC, a procédé à l'acquisition de la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de Standard Solar, pour une contrepartie nette de la trésorerie acquise de 20,8 millions \$ (15,3 millions \$ US). Pour plus de détails sur ces transactions, se référer respectivement aux rubriques Acquisition d'une filiale - CDH et Standard Solar de la section O) RÉSULTATS SECTORIELS.

RAPPORT DE GESTION

c) Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Exercices clos les 30 septembre

	2018	2017	Variation
Apports de capital	15,3	139,7	(124,4)
Distributions	(216,3)	(204,0)	(12,3)
Autres activités de financement	60,9	131,3	(70,4)
Total	(140,1)	67,0	(207,1)

Apports de capital

La baisse de 124,4 millions \$ par rapport à l'exercice précédent s'explique principalement par :

- l'émission de parts par Énergir, s.e.c. de 100,0 millions \$ au T2-2017; et
- les apports de capital effectués au cours de l'exercice 2017 par le partenaire de GMP dans les projets de parcs solaires et par IQ dans Gaz Métro GNL, totalisant 39,5 millions \$;

compensée en partie par :

- les apports de capital effectués par le partenaire de Standard Solar dans les projets de parcs solaires de 15,0 millions \$ au cours de l'exercice 2018.

Distributions

La hausse de 12,3 millions \$ des distributions par rapport à l'exercice précédent s'explique principalement par l'émission de parts effectuée le 31 mars 2017 et par la hausse de la distribution trimestrielle de 0,29 \$ à 0,30 \$ par part annoncée au T4-2017.

Le tableau suivant présente les distributions versées aux associés au cours de l'exercice 2018 :

Date de versement de la distribution	Date de déclaration de la distribution	Montant de la distribution par part (en \$)	Montant en espèces (en millions \$)
2 octobre 2017	8 août 2017	0,30	51,5
3 janvier 2018	23 novembre 2017	0,30	51,5
2 avril 2018	8 février 2018	0,30	51,5
3 juillet 2018	9 mai 2018	0,30	51,5

En considérant les distributions trimestrielles totalisant 1,20 \$ par part versées au cours de l'exercice 2018, Énergir, s.e.c. est demeurée fidèle à sa pratique de distribuer la quasi-totalité de ses bénéfices puisqu'au 30 septembre 2018, elle a distribué à ses associés 97,3 % du bénéfice net généré depuis 1993.

**DISTRIBUTIONS TRIMESTRIELLES TOTALISANT
1,20 \$ PAR PART POUR L'EXERCICE 2018**

Autres activités de financement

Pour l'exercice 2018, les autres activités de financement résultent en des émissions nettes de 60,9 millions \$ et s'expliquent essentiellement par la hausse des besoins en financement de GMP dont la dette a servi principalement à financer l'investissement additionnel dans Transco au T1-2018 et les investissements nécessaires à l'amélioration et l'entretien de son réseau.

En septembre 2018, GMP a procédé, par voie de placement privé, à l'émission d'obligations de première hypothèque pour un montant en capital global de 45,0 millions \$ US, soit une série de 25,0 millions \$ US émise en septembre 2018 et une série de 20,0 millions \$ US qui devrait être émise en décembre 2018. Ces séries d'obligations viendront à échéance en septembre 2030 et en décembre 2048 et portent intérêt aux taux annuels de 3,84 % et de 4,20 %, respectivement.

RAPPORT DE GESTION

3. RATIO DES FONDS PROVENANT DE L'EXPLOITATION / DETTE

	Périodes de 12 mois closes les 30 septembre		
	2018	2017	2016
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	625,1	559,8	530,0
Moins : Variation des autres actifs et passifs d'exploitation	(20,1)	12,7	18,5
Fonds provenant de l'exploitation	645,2	547,1	511,5
Emprunts bancaires	37,7	43,8	15,8
Échéances courantes de la dette à long terme	212,7	13,1	10,1
Dette à long terme	3 403,2	3 463,3	3 464,4
Total de la dette	3 653,6	3 520,2	3 490,3
Moins : Trésorerie et équivalents de trésorerie	52,2	100,7	52,0
Total de la dette, nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	3 601,4	3 419,5	3 438,3
Ratio des fonds provenant de l'exploitation / dette ¹⁾	17,9 %	16,0 %	14,9 %

¹⁾ Cette mesure financière est non définie en vertu des PCGR. Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures financières non conformes aux PCGR à la section L) APERÇU D'ÉNERGIR, S.E.C. ET AUTRES.

Au 30 septembre 2018, le ratio des fonds provenant de l'exploitation / dette se situe à 17,9 %, en hausse de 1,9 %, par rapport à l'exercice 2017. Cette hausse s'explique par :

- la hausse des flux de trésorerie provenant de l'exploitation découlant entre autres des effets du dossier tarifaire 2018 de la DaQ ainsi que de la hausse de ses volumes comme décrite à la rubrique a) Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation;

atténuée en partie par :

- l'augmentation de la dette à long terme de GMP, comme expliqué précédemment, et l'effet défavorable du taux de change sur la dette.

Au 30 septembre 2017, le ratio des fonds provenant de l'exploitation / dette se situe à 16,0 %, en hausse de 1,1 % par rapport à l'exercice 2016. Cette hausse s'explique principalement par :

- la hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant principalement de l'effet favorable des écarts de revenus et de coûts par rapport aux dossiers tarifaires de la DaQ et de GMP; et
- l'effet favorable du taux de change sur la dette.

4. STRUCTURE DE CAPITAL ET RATIO DE LA DETTE

	Aux 30 septembre		
	2018	2017	2016
Emprunts bancaires	37,7	43,8	15,8
Échéances courantes de la dette à long terme	212,7	13,1	10,1
Dette à long terme	3 403,2	3 463,3	3 464,4
Total de la dette ¹⁾	3 653,6	3 520,2	3 490,3
Total des capitaux propres ²⁾	2 000,5	1 951,1	1 810,3
Total du capital investi	5 654,1	5 471,3	5 300,6
Ratio de la dette par rapport au capital investi ³⁾	64,6 %	64,3 %	65,8 %

¹⁾ La variation de la dette à long terme est expliquée précédemment à la rubrique Autres activités de financement et à la section P) SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE.

²⁾ Pour plus de détails sur la composition des capitaux propres, se référer aux états consolidés des variations des capitaux propres des états financiers consolidés audités d'Énergir, s.e.c. pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017.

³⁾ Cette mesure financière est non définie en vertu des PCGR. Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures financières non conformes aux PCGR à la section L) APERÇU D'ÉNERGIR, S.E.C. ET AUTRES.

Au 30 septembre 2018, le ratio de la dette par rapport au capital investi se situe à 64,6 %, une hausse de 0,3 % par rapport au 30 septembre 2017, provenant principalement de la hausse de la dette, comme mentionné précédemment. Ce niveau de ratio d'endettement se situe à l'intérieur des paramètres visés par Énergir, s.e.c.

RAPPORT DE GESTION

Au 30 septembre 2017, le ratio de la dette par rapport au capital investi se situe à 64,3 %, en baisse de 1,5 % par rapport au 30 septembre 2016. Cette baisse est principalement attribuable à l'émission de parts de 100,0 millions effectuée par Énergir, s.e.c. au cours de l'exercice 2017, compensée en partie par la hausse de la dette à long terme expliquée par les investissements de la DaQ et de GMP dans leur réseau de distribution.

Incidences des fluctuations du taux de change sur la structure de capital

Énergir, s.e.c., qui détient des investissements dans des sociétés américaines, est exposée au risque de fluctuations du dollar américain par rapport au dollar canadien puisqu'elle doit réévaluer les actifs et passifs (actif net) de ses filiales et de ses satellites américains au taux de change en vigueur à chaque fin de période et enregistrer l'effet de cette réévaluation aux capitaux propres.

Énergir, s.e.c. a enregistré, pour l'exercice 2018, une réévaluation à la hausse de 27,7 millions \$ de l'actif net détenu en devises américaines, nette des écarts de conversion relatifs aux activités de couverture, à la suite de la dépréciation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain.

La valeur de l'actif net d'Énergir, s.e.c. détenu en devises américaines exposée au risque de change après couverture s'élève à 879,7 millions \$ (681,5 millions \$ US) au 30 septembre 2018, comparativement à 787,4 millions \$ (631,3 millions \$ US) au 30 septembre 2017.

Les taux de change de fin de période suivants ont été utilisés pour convertir en dollars canadiens les actifs et les passifs libellés en dollars américains au :

	30 septembre 2018	30 septembre 2017	Augmentation
Dollar américain	1,2908	1,2472	3,5 %

Les taux de change moyens suivants ont été utilisés pour convertir en dollars canadiens les revenus et les dépenses libellés en dollars américains pour les exercices clos les :

	30 septembre 2018	30 septembre 2017	Diminution
Dollar américain	1,2841	1,3119	(2,1) %

Facilités de crédit non utilisées et perspectives de financement

Énergir, s.e.c., en partie par l'entremise de son commandité Énergir inc., bénéficie de différentes facilités de crédit à terme totalisant 1 010,4 millions \$ et de facilités de crédit d'exploitation de 127,0 millions \$ au 30 septembre 2018. Les montants disponibles des différentes facilités de crédit à terme et d'exploitation totalisent 688,4 millions \$ au 30 septembre 2018.

En avril 2018, Énergir inc. a prolongé l'échéance de sa facilité de crédit jusqu'en mars 2023. Les modalités de la convention de crédit originale demeurent inchangées. Les sommes empruntées en vertu de cette convention de crédit sont prêtées à Énergir, s.e.c. à des conditions similaires.

En septembre 2018, la facilité de crédit de GMP d'un montant de 142,0 millions \$ (110,0 millions \$ US) a été remboursée à l'aide d'une nouvelle facilité de crédit. Cette nouvelle facilité autorise un crédit à terme de 180,7 millions \$ (140,0 millions \$ US) et viendra à échéance en septembre 2021.

En juin 2018, VGS a remboursé ses deux facilités de crédit qui autorisaient un emprunt total maximum de 65,0 millions \$ US. VGS a aussi conclu une nouvelle convention de crédit d'un montant de 55,0 millions \$ US qui viendra à échéance en juin 2020.

Au cours de l'exercice 2019, Énergir, s.e.c. prévoit avoir besoin de liquidités afin de financer :

- ses investissements en propriétés, aménagements et équipements, qui pourraient se situer à environ 540 millions \$ et qui sont liés principalement aux extensions et aux améliorations à apporter aux réseaux de distribution d'énergie au Québec et au Vermont (environ 360 millions \$) et aux projets solaires de Standard Solar (environ 180 millions \$);
- ses opportunités d'investissements;
- les apports en capitaux nécessaires pour ses filiales, coentreprises et satellites;
- le refinancement ou le remboursement des 212,7 millions \$ de dette à long terme venant à échéance au cours des 12 prochains mois; et
- les distributions à ses associés.

RAPPORT DE GESTION

Les sources de financement disponibles sont :

- les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation;
- les facilités de crédit et marges de crédit d'exploitation disponibles; et
- le cas échéant, de nouveaux financements sous forme de dettes ou d'émission de parts.

En matière de financement, Énergir, s.e.c., ayant comme pratique de distribuer la quasi-totalité de son bénéfice net, doit se tourner vers les marchés des capitaux et ses associés pour financer ses projets d'investissements importants qui ne sont pas de nature courante. Énergir, s.e.c. comble habituellement ses besoins pour la DaQ en émettant de la dette ou des parts à ses associés afin de maintenir une structure de capital moyenne, telle qu'autorisée par la Régie, composée de 54 % de dette et de 46 % de capitaux propres.

Énergir, s.e.c. croit qu'elle sera en mesure de refinancer ou de rembourser les dettes à long terme totalisant 212,7 millions \$, qui viendront à échéance au cours de l'exercice 2019, car elle n'a jamais connu de réduction importante de sa capacité d'accéder aux marchés des capitaux, et ce, même durant les périodes d'instabilité économique qui ont prévalu dans le passé. L'émission d'obligations de première hypothèque de 45,0 millions \$ US par GMP en 2018, les émissions d'obligations de première hypothèque par Énergir inc. au cours des dernières années ainsi que le maintien des notations de crédit accordées par les agences S&P et DBRS, attribuées à Énergir, s.e.c. et à Énergir inc. au cours de l'exercice 2018, témoignent de la confiance des marchés financiers à leur égard. Cette situation propre à Énergir, s.e.c. s'explique entre autres par :

- la gestion de son capital qui tient compte des structures de capital prescrites par les différents organismes de réglementation et qui respecte les clauses restrictives des conventions de crédit et des actes de fiducie et autres conventions régissant sa dette à long terme;
- sa politique interne de fixer le taux d'intérêt sur environ 75 % de sa dette, ce qui réduit son exposition au risque de fluctuation des taux d'intérêt; et
- sa stratégie de croissance prudente et ciblée.

Clauses limitatives

Aux 30 septembre 2018 et 2017, Énergir inc. et Énergir, s.e.c. et ses filiales respectent toutes les exigences importantes auxquelles elles sont soumises en vertu des divers actes de fiducie, conventions de crédit et autres conventions de prêts régissant la dette à long terme.

Il est à noter que sur la base des états financiers non consolidés d'Énergir, s.e.c., les actes de fiducie et autres conventions régissant sa dette à long terme prévoient que :

- Énergir, s.e.c. n'émettra pas de nouvelle dette à long terme si, compte tenu de celle-ci, son ratio de la dette à long terme par rapport au capital investi excède 65 % et son ratio de couverture des intérêts sur la dette à long terme est inférieur à 1,5;
- Énergir, s.e.c. ne fera aucune distribution à ses associés si, compte tenu de celle-ci, son ratio de la dette à long terme par rapport au capital investi excède 75 %;
- le total des intérêts détenus par Énergir, s.e.c. dans des activités non réglementées liées à l'énergie et dans des activités non liées à l'énergie ne doit pas représenter plus de 10 % de son actif total non consolidé; et
- dans le cas des activités non liées à l'énergie, les intérêts détenus par Énergir, s.e.c. dans ces activités ne doivent pas représenter plus de 5 % de son actif total non consolidé.

Pour plus de détails sur les actes de fiducie et autres conventions régissant la dette à long terme, se référer à la note 14 des états financiers consolidés audités d'Énergir, s.e.c. pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017.

Politique interne de fixation des taux d'intérêt

Au 30 septembre 2018, 90,0 % de la dette à long terme est à taux fixe, comparativement à 91,1 % au 30 septembre 2017. Bien que la politique interne d'Énergir, s.e.c. soit de fixer les taux d'intérêt sur environ 75 % de sa dette, Énergir, s.e.c. a profité de la baisse des taux d'intérêt au cours des derniers exercices pour fixer une plus grande portion de son coût de financement à long terme.

5. ARRANGEMENTS HORS BILAN

Garanties

Dans le cours normal de leurs activités et dans le cadre de la construction des différents projets, Énergir, s.e.c. et Énergir inc., en tant que commandité, fournissent ou peuvent fournir différentes garanties soit sous forme de lettres de crédit, de cautionnements d'exécution ou de soumission, de collatéral ou autres. Pour plus de détails sur les garanties émises par

RAPPORT DE GESTION

Énergir, s.e.c., se référer à la note 26 accompagnant les états financiers consolidés audités d'Énergir, s.e.c. pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017.

6. OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Le tableau ci-dessous présente les versements à effectuer au titre des obligations contractuelles au cours des cinq prochains exercices et par la suite :

(en millions de dollars)	Total	2019	2020	2021	2022	2023	Exercices subséquents
Passifs financiers							
Découvert bancaire	5,4	5,4	—	—	—	—	—
Emprunts bancaires	37,7	37,7	—	—	—	—	—
Fournisseurs et charges à payer	317,1	317,1	—	—	—	—	—
Distributions à payer	51,5	51,5	—	—	—	—	—
Passifs financiers dérivés	29,7	11,1	6,9	5,4	0,4	1,4	4,5
Dette à long terme	3 632,6	212,7	114,6	286,7	245,1	271,0	2 502,5
Passif contractuel relié à l'élimination de combustible nucléaire irradié	191,7	—	—	—	—	—	191,7
Dépôts de clients	34,8	3,8	5,5	19,5	6,0	—	—
Intérêts ¹⁾	2 381,7	165,7	154,7	150,8	138,4	124,4	1 647,7
Total	6 682,2	805,0	281,7	462,4	389,9	396,8	4 346,4
Contrats d'approvisionnement ²⁾							
Fourniture d'énergie	4 118,1	273,4	271,8	259,7	253,2	246,3	2 813,7
Transport	2 715,7	324,3	318,6	317,6	307,7	297,9	1 149,6
Entreposage	94,5	23,6	20,6	18,5	17,0	14,8	—
Total	6 928,3	621,3	611,0	595,8	577,9	559,0	3 963,3
Contrats de location ³⁾	8,3	2,0	1,9	1,8	0,5	—	2,1
Total des obligations contractuelles	13 618,8	1 428,3	894,6	1 060,0	968,3	955,8	8 311,8

¹⁾ Les intérêts sont présentés selon les échéances contractuelles et selon les taux en vigueur au 30 septembre 2018.

²⁾ Les contrats d'approvisionnement sont présentés selon les prix et taux en vigueur à la date du bilan, à l'exception des contrats à prix fixe. Les coûts relatifs à ces contrats seront récupérés auprès des clients dans les exercices correspondants.

³⁾ Énergir, s.e.c. et ses filiales se sont engagées dans des contrats de location-exploitation pour les locaux commerciaux et autres actifs utilisés dans le cours normal de leurs activités.

Pour plus de détails sur les engagements et garanties, se référer à la note 26 accompagnant les états financiers consolidés audités d'Énergir, s.e.c. pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017.

R) FACTEURS DE RISQUE D'ÉNERGIR, S.E.C.

Pour les fins de la présente section, le terme « Énergir, s.e.c. » signifie, selon le contexte, Énergir, s.e.c., la DaQ et les filiales et coentreprises d'Énergir, s.e.c.

Énoncé

Cette section décrit les principaux facteurs de risque qui pourraient : (i) avoir un effet important sur les activités, la position concurrentielle, la situation financière, y compris les notations de crédit et l'émission de titres de créances à long terme, et le bénéfice net consolidé d'Énergir, s.e.c.; (ii) engendrer des coûts, des dépenses et des pertes; (iii) causer des dommages imprévus qu'Énergir, s.e.c. ne pourrait recouvrer en totalité ou en partie; ou (iv) avoir une incidence défavorable sur la valeur des investissements d'Énergir, s.e.c. L'ensemble de ces facteurs de risque pourrait, par ricochet, affecter la situation financière et le bénéfice net consolidé de Valener. Cette incidence défavorable pourrait également affecter la capacité d'Énergir, s.e.c. de verser des distributions à ses associés. Le présent énoncé s'applique à chacun des facteurs de risque décrits dans la présente section et, pour cette raison, et afin d'alléger le texte, cet énoncé n'est pas répété chaque fois qu'il pourrait s'appliquer.

De manière générale, les facteurs de risque sont classés en fonction de leur gravité et par catégorie. D'autres facteurs de risque et incertitudes, dont Énergir, s.e.c. n'a actuellement pas connaissance ou qu'elle estime négligeables pour le moment, pourraient également nuire à ses activités.

RAPPORT DE GESTION

Énergir, s.e.c. a élaboré et appliqué des pratiques d'identification, d'évaluation et de gestion des risques. Toutefois, il est à noter que les stratégies et les mesures adoptées quant à la gestion des risques ne garantissent pas que des événements ou des circonstances qui pourraient avoir une incidence négative sur les activités, la position concurrentielle, la situation financière ou le bénéfice net consolidé d'Énergir, s.e.c. ne surviendront pas.

À l'instar d'autres sociétés, Énergir, s.e.c. prend les mesures de mitigation qu'elle estime nécessaires et raisonnables dans le cadre de ses activités. Le lecteur est prié de noter que ces mesures de mitigation ne sont pas intégralement décrites, ni expliquées dans la présente section, à l'exception de celles qu'elle est tenue de divulguer en vertu de la réglementation ou de celles qui sont propres à ses activités.

CADRES RÉGLEMENTAIRE ET POLITIQUE

Cadre réglementaire

Les activités réglementées d'Énergir, s.e.c. sont tributaires de décisions des organismes de réglementation, dont celles rendues par la Régie et l'ONÉ, au Canada, et le VPUC et la FERC, aux États-Unis, entre autres quant (i) aux tarifs de transport et de distribution de gaz naturel et d'électricité; (ii) à l'entreposage du gaz naturel; (iii) au rendement autorisé sur l'avoir présumé; et (iv) aux investissements reliés au développement et à l'entretien des actifs. La presque totalité des revenus consolidés et bénéfice net d'Énergir, s.e.c. provient d'activités qui sont réglementées et donc soumises à ces décisions.

Les tarifs sont établis par ces organismes de réglementation, habituellement sur une base annuelle, en fonction des données projetées fournies par Énergir, s.e.c. La capacité d'Énergir, s.e.c. de recouvrer les coûts réels de la prestation des services rendus et de dégager les taux de rendement approuvés dépend notamment de la réalisation des prévisions fournies dans les dossiers tarifaires déposés, et ce, en fonction des mécanismes réglementaires en place. En conséquence, rien ne garantit qu'Énergir, s.e.c. soit en mesure de recouvrer tous les coûts effectivement engagés et, par conséquent, de dégager les taux de rendement autorisés.

Énergir, s.e.c. adopte des programmes d'investissement et évalue les dépenses d'exploitation et d'entretien présentes et futures à engager afin d'exploiter en continu ses réseaux de distribution ou de transport d'énergie. Rien ne garantit que les projets d'investissement jugés nécessaires par la direction seront approuvés par les organismes de réglementation ni qu'une telle approbation ne sera pas assortie de conditions. Des dépassements de coûts pourraient ne pas être recouverts à même les tarifs. De même, le défaut d'obtenir l'approbation des investissements reliés au développement et à l'entretien des actifs liés à ces activités pourrait retarder la mise en chantier ou l'échéancier des projets d'investissement proposés.

Environnement politique

Le cadre commercial et réglementaire régissant les activités d'Énergir, s.e.c. peut être touché par un changement de gouvernement ou par des modifications importantes des politiques gouvernementales, que ce soit à l'échelle fédérale, provinciale ou des États, ou encore locale. Ces modifications pourraient notamment porter sur des lois ou des règlements qui encadrent les activités d'Énergir, s.e.c., de même que sur des licences, autorisations, permis ou autres requis. Voir également les rubriques Gestion de projets et Changements climatiques de la présente section.

Changement de référentiel comptable

En mars 2018, Énergir inc. et Valener ont obtenu de nouvelles dispenses des Autorités canadiennes en valeurs mobilières (les « ACVM ») leur permettant de continuer de préparer leurs états financiers consolidés en vertu des PCGR des États-Unis afin de répondre à leurs obligations d'information continue au Canada. Ces dispenses sont valides jusqu'à la première des dates suivantes : (i) le 1^{er} janvier 2024; (ii) le premier jour de l'exercice suivant l'arrêt des ATR par Énergir, s.e.c. le cas échéant; (iii) la date de prise d'effet prescrite par l'*International Accounting Standards Board* pour l'application obligatoire d'une norme IFRS permanente et spécifique aux entités exerçant des ATR. Énergir, s.e.c., n'ayant aucune obligation d'information du public au sens du Manuel, a adopté la stratégie préconisée par ses associés. Ainsi, Énergir, s.e.c. et ses associés utilisent les PCGR des États-Unis pour la préparation de leurs états financiers consolidés annuels et intermédiaires depuis l'exercice 2016 et comptent maintenir cette utilisation.

Advenant que les dispenses des ACVM ne soient pas renouvelées, Énergir inc. et Valener devraient alors soit devenir chacune une entité inscrite auprès de la *Securities and Exchange Commission* des États-Unis pour pouvoir maintenir l'utilisation des PCGR des États-Unis ou soit adopter les IFRS. En l'absence d'une norme IFRS permanente et spécifique aux entités ayant des ATR qui répondent aux besoins de l'industrie, l'application des IFRS pourrait entraîner une volatilité des bénéfices d'Énergir, s.e.c. et de ses associés en regard de ceux qui seraient autrement comptabilisés selon les PCGR des États-Unis.

RAPPORT DE GESTION

CONTEXTE ÉCONOMIQUE

Conjoncture économique

Les activités d'Énergir, s.e.c. subissent l'incidence des variations de la demande d'énergie dans les secteurs où elle exerce ses activités, laquelle fluctue au gré de facteurs économiques importants tels que les taux de croissance de l'économie, tant à l'échelle internationale que locale, les prix de l'énergie et les barrières tarifaires d'ampleur imposées à la clientèle. La clientèle industrielle est également particulièrement sensible aux fluctuations du prix des matières premières et à l'assujettissement à des systèmes de taxation environnementaux, ce qui pourrait avoir un impact sur les coûts comparatifs de production des entreprises du Québec. Habituellement, une conjoncture difficile affecte négativement les activités chez les clients industriels et commerciaux d'Énergir, s.e.c. et, par ricochet, la demande en gaz naturel ou en électricité et en services connexes.

La capacité à augmenter les volumes de gaz naturel livrés ou les ventes d'électricité pose plusieurs défis. Le marché industriel est arrivé à une certaine maturité.

Toutefois, comme un nombre important de clients du secteur de la distribution gazière doivent conclure un contrat pour l'alimentation en gaz naturel de leurs installations et qu'un nombre important d'entre eux garantissent le paiement d'une portion importante du service de distribution qu'il y ait ou non consommation, le risque résultant d'une telle baisse de la demande est ainsi atténué. Le régime de réglementation de GMP permet aussi de réduire ce risque pour ce qui est de l'électricité. Ledit régime permet le report partiel par le biais des paliers tarifaires existants des répercussions de la perte de revenus attribuable à une baisse de la consommation des clients et comprend un mécanisme d'ajustement advenant qu'il y ait une majoration inattendue des coûts.

Énergir, s.e.c. vise donc depuis plusieurs années déjà à être présente sur le marché résidentiel également afin d'accroître les parts de marché du gaz naturel, ou de l'électricité, lui permettant ainsi de réduire, en partie, sa vulnérabilité face aux marchés industriel et commercial.

Environnement concurrentiel

Les activités d'Énergir, s.e.c. sont influencées par la mutation profonde du secteur de l'énergie à l'échelle mondiale : décentralisation de la production, décarbonisation de l'économie, énergies renouvelables, nouvelles technologies, digitalisation, nouveaux profils de concurrents, etc.

Énergir, s.e.c. est donc en concurrence avec des acteurs aux profils de plus en plus variés, tant par la taille que par le type d'activité. La décentralisation de production d'énergie induite par la transition énergétique implique une réduction des barrières à l'entrée permettant à de nouveaux acteurs de se positionner.

Face à ces changements, Énergir, s.e.c. s'adapte constamment par le biais de plusieurs initiatives stratégiques, telles la création de solutions énergétiques plus renouvelables

Au Québec

Au Québec, le gaz naturel est notamment en concurrence avec les produits pétroliers, la biomasse, le diesel et le charbon.

L'électricité représente la plus grande part du marché résidentiel et le gaz naturel est constamment en situation de concurrence avec elle dans ce marché.

Dans le marché commercial, le gaz naturel entre en concurrence avec l'électricité et le mazout n° 2.

Dans le marché industriel, la concurrence du gaz naturel, qu'il soit livré sous forme gazeuse ou liquide, provient essentiellement du mazout n° 6, du charbon et de la biomasse. Considérant qu'une portion importante de clients du marché industriel peut utiliser plus d'une source d'énergie pour couvrir ses besoins énergétiques, une baisse des prix des produits pétroliers met donc une pression additionnelle sur la position concurrentielle du gaz naturel dans ce marché. Toutefois, cette pression est réduite par une conscience accrue de l'importance de la réduction des GES. Le faible tarif de distribution facturé à ces clients, sur une base volumétrique, a néanmoins un effet positif sur la situation concurrentielle du gaz naturel. Toutefois, l'impact des fluctuations du prix de la molécule de gaz naturel est plus significatif pour les clients de ce marché que pour les clients résidentiels ou commerciaux en raison de l'importance relative de cette composante sur la facture totale du client. La DaQ peut offrir à ses clients industriels un rabais tarifaire établi en fonction du prix du mazout, et ce, pour des périodes qui peuvent varier de quelques jours à près d'une année, dans l'éventualité où sa position concurrentielle serait défavorable.

RAPPORT DE GESTION

De plus, la position concurrentielle de la DaQ est également tributaire des tarifs de transport. Le gaz naturel provient de l'extérieur du Québec et les clients de la DaQ doivent assumer les coûts de transport. Des hausses importantes des tarifs de transport pourraient donc restreindre la capacité de la DaQ à concurrencer les autres sources d'énergie.

Également, les volumes livrés sont affectés par la concurrence énergétique issue de l'innovation technologique, laquelle exerce une pression à la baisse sur la consommation. Dans les marchés résidentiel et commercial, cette tendance se matérialise par l'adoption d'appareils à haute efficacité énergétique et autres technologies, telles les thermopompes aérothermiques ou géothermiques. Dans les secteurs commercial et industriel, elle se manifeste par la multiplication de systèmes axés sur la récupération de la chaleur perdue. L'innovation technologique permet également aux clients de réaliser des économies d'énergie en améliorant l'enveloppe des bâtiments afin de réduire les frais de chauffage ou en adoptant des technologies favorisant la gestion efficace de la consommation énergétique.

Depuis le 1^{er} janvier 2015, les clients de la DaQ qui ne sont pas directement assujettis au Règlement SPEDE sont assujettis au tarif du service SPEDE sur les volumes consommés. Puisque le facteur d'émission du gaz naturel est inférieur à celui des autres combustibles, les coûts relatifs au SPEDE sont supérieurs pour ces derniers, ce qui se traduit par un avantage concurrentiel additionnel pour le gaz naturel. Cette situation s'inverse avec l'électricité produite de façon renouvelable au Québec. Les coûts relatifs au SPEDE réduisent l'avantage concurrentiel du gaz naturel dans ce dernier cas.

À court terme, les coûts du SPEDE influencent peu la position concurrentielle du gaz naturel. À plus long terme, il est anticipé que ces coûts puissent augmenter sensiblement, ce qui pourrait avoir un impact plus important sur la position concurrentielle du gaz naturel face à l'électricité.

Enfin, la DaQ n'est exposée au risque de fluctuation du coût de la molécule de gaz naturel qu'au niveau de l'impact sur sa position concurrentielle, puisque la DaQ doit vendre à sa clientèle la molécule à son prix coûtant, éliminant ainsi la possibilité de réaliser un gain ou une perte sur la vente de celle-ci. Toutes les fluctuations du prix du gaz naturel sont comptabilisées dans des comptes d'actifs et passifs réglementaires afin d'être reflétées dans les tarifs futurs, tel qu'autorisé par la Régie.

Activité de distribution d'électricité au Vermont, États-Unis

En plus de l'électricité, les clients de GMP peuvent recourir au propane, au gaz naturel, au mazout ou au bois, selon le cas, pour le chauffage ou la chauffe de l'eau. Il est également possible pour les municipalités situées dans le territoire desservi par GMP de créer et de détenir, avec l'approbation des citoyens, des entreprises de service public qui feraient alors concurrence à GMP. De plus, l'autogénération, les programmes de gestion de la demande d'électricité et la cogénération peuvent constituer des menaces concurrentielles pour les ventes d'électricité du réseau en déplaçant la demande d'électricité au sein du territoire desservi par GMP et en réduisant éventuellement le bassin de clients entre lesquels les coûts de GMP sont répartis. GMP bénéficie néanmoins de l'essor des technologies de pompes à chaleur qui utilisent l'électricité pour chauffer ou tempérer très efficacement les espaces résidentiels et commerciaux. Enfin, il est anticipé que les progrès technologiques dans le domaine du stockage d'énergie au moyen de batteries électriques, tant dans le marché résidentiel que commercial, commenceront à réduire, au cours des prochaines années, les périodes de pointe et les coûts afférents pour GMP et ses clients.

Activité de distribution de gaz naturel au Vermont, États-Unis

Au Vermont, le gaz naturel est en concurrence avec des sources d'énergie similaires à celles du Québec pour la chauffe de l'air et de l'eau dans les marchés résidentiel, commercial et industriel.

Par ailleurs, pour l'ensemble des activités du Vermont, GMP et VGS sont également des fournisseurs à prix coûtant et utilisent des instruments financiers dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel, respectivement, afin de gérer l'exposition de leur clientèle à la volatilité des prix de ces types d'énergie. De plus, GMP et VGS bénéficient de mécanismes d'ajustement des tarifs qui permettent de minimiser les risques liés aux fluctuations à court terme des prix de ces types d'énergie.

ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Aléas climatiques

Les activités de distribution d'énergie sont assujetties aux variations saisonnières, la majeure partie de la demande de gaz naturel et d'électricité se produisant selon le type d'énergie pendant la saison de chauffage d'hiver et la saison de climatisation d'été, dont la durée varie dans chaque territoire desservi. Avec les changements climatiques, rien ne garantit que les tendances météorologiques historiques à long terme demeureront inchangées.

La DaQ et VGS bénéficient d'un mécanisme de normalisation de leurs revenus lié principalement aux fluctuations de température. Pour ce faire, la DaQ et VGS normalisent les volumes de gaz naturel distribués et, par la suite, reflètent cet ajustement dans leurs revenus en utilisant leurs comptes de stabilisation tarifaire. Toutefois, l'effet des températures

RAPPORT DE GESTION

inhabituelles ou extrêmes pourrait ne pas être reflété adéquatement par le mécanisme de normalisation des revenus. Quant à GMP, la quantité d'électricité qu'elle distribue peut fluctuer considérablement en raison des variations saisonnières, des conditions météorologiques et des températures inhabituelles ou extrêmes. GMP dispose d'un mécanisme d'ajustement des tarifs permettant de récupérer par le biais des tarifs certains des écarts de coûts et de volumes résultant des conditions météorologiques et des températures.

De plus, certaines activités d'Énergir, s.e.c. sont directement touchées par les conditions météorologiques rigoureuses comme les tempêtes de grêle et de neige, les vents forts et les catastrophes naturelles qui peuvent causer des pannes et des dommages matériels et, ainsi, entraîner des coûts qui pourraient ne pas être entièrement assurés ou récupérables auprès des clients et exiger en conséquence des approbations réglementaires particulières en vue d'être recouverts auprès de ces derniers. Bien qu'Énergir, s.e.c. reçoive généralement de telles approbations, il n'est pas garanti qu'elles seront données de manière suffisante ou en temps opportun. L'incidence du défaut d'Énergir, s.e.c. d'exercer ses activités comme prévu dans de telles conditions serait particulièrement contraignante pendant une période de demande de pointe.

Relations commerciales

Énergir, s.e.c. est exposée au risque lié aux relations commerciales dans la mesure où elle dépend de certains clients, fournisseurs et partenaires clés.

Pour la DaQ, depuis les trois derniers exercices, l'ensemble de ses clients majeurs, représentant près de 400 clients, consomme en moyenne légèrement plus que 50 % des volumes de gaz naturel livrés, correspondant à environ 20 % de ses revenus totaux. Certains de ces comptes clients peuvent individuellement représenter jusqu'à 10 % des volumes de gaz naturel livrés et jusqu'à 2 % des revenus de distribution. Toutefois, comme un nombre important d'entre eux garantit le paiement d'une portion importante du service de distribution sur une période moyenne de trois ans, qu'il y ait consommation ou non, le risque résultant d'une fluctuation de la demande est atténué. Certains nouveaux clients fournissent également un dépôt de garantie atténuant ainsi l'impact de défaut de paiement. De plus, un traitement réglementaire permet de différer les effets de mauvaises créances majeures d'un exercice afin de les inclure dans les tarifs d'un exercice suivant.

Comme la plupart des entreprises de services publics américaines exerçant leurs activités en région rurale, GMP compte une petite concentration d'importants clients industriels qui représentent environ 10 % des ventes d'électricité et environ 6 % des revenus annuels. Ce segment de clientèle a été traditionnellement stable et des relations étroites avec les clients ainsi que des mesures réglementaires permettent d'atténuer le risque.

Dans le secteur du transport de gaz naturel, Énergir, s.e.c. est tributaire d'un nombre restreint de clients au Québec et en Nouvelle-Angleterre qui sont principalement des distributeurs et des producteurs d'énergie. Rien ne garantit qu'Énergir, s.e.c. puisse continuer à les desservir dans l'éventualité où des capacités de transport alternatives leur seraient rendues disponibles par des gazoducs concurrents.

Aussi, la DaQ et VGS dépendent de divers fournisseurs, transporteurs et exploitants de centres d'entreposage pour leur approvisionnement en gaz naturel, lequel provient très majoritairement de l'extérieur du Québec et du Vermont. Le défaut d'un de ces tiers de livrer le gaz naturel ou de fournir les services accessoires, de même qu'une perturbation importante de la chaîne d'approvisionnement, sans recours possible à des sources d'approvisionnement alternatives, pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la DaQ ou VGS de distribuer le gaz naturel à leurs clients.

Également, Énergir, s.e.c. entretient des liens contractuels avec un nombre limité d'entreprises commerciales, d'entrepreneurs généraux et autres fournisseurs de services pour le développement, l'entretien et l'amélioration de ses réseaux de distribution et de transport d'énergie. Le risque d'inexécution par un fournisseur peut être évalué et, si possible, atténué, mais ne peut être entièrement éliminé.

Finalement, pour certains projets, Énergir, s.e.c. conclut des contrats avec des partenaires. Le succès de ces projets dépend notamment de l'exécution satisfaisante par ces partenaires de leurs obligations.

Intégrité du réseau et continuité du service

Les réseaux de distribution et de transport d'énergie d'Énergir, s.e.c. nécessitent de l'entretien, des améliorations et des remplacements continus. Ces réseaux sont exposés à divers facteurs de risque d'exploitation, notamment, sans limiter la généralité de ce qui précède : des bris accidentels, des fissures et de la corrosion, des fuites, des pannes ou défaillances des équipements ou des systèmes informatiques, des incendies, des explosions, des catastrophes naturelles, des pannes de courant, des actes de guerre ou de terrorisme, des cyberattaques, des enjeux de santé publique (incluant une épidémie ou pandémie) et d'autres situations du même genre.

RAPPORT DE GESTION

Compte tenu de l'importance du gaz naturel et de l'électricité au Canada et aux États-Unis, Énergir, s.e.c. pourrait particulièrement faire face à des menaces terroristes, ce qui pourrait donc se traduire par la mise en place de mesures de sécurité additionnelles si ces menaces se concrétisaient. De plus, tout dommage à des installations ou perte découlant d'un acte terroriste pourraient ne pas être couverts en tout ou en partie par les assurances.

Également, certaines portions des réseaux de la DaQ et de VGS ont atteint un niveau élevé de saturation, ce qui pourrait se traduire par un manque de capacité pour desservir, en temps opportun, les clients existants ou potentiels.

Par ailleurs, l'intensification des travaux d'infrastructure des municipalités et des gouvernements au Québec pourrait accroître la survenance de bris accidentels causés par des tiers à une conduite ou à de l'équipement de la DaQ.

Énergir, s.e.c. se dote de programmes de gestion des actifs et met en place des politiques très strictes en matière de protection des actifs et des données, qu'elle suit étroitement. De plus, elle encourage ses contreparties et les autres parties prenantes à adopter les meilleures pratiques de l'industrie afin de réduire les risques de bris. Énergir, s.e.c. a mis en place des plans de continuité des opérations pour atténuer les effets d'une telle situation et maintenir aussi ses opérations critiques.

De plus, Énergir, s.e.c. doit prévoir les coûts liés à la mise hors service au terme de leur vie utile de certains de ses actifs. Cependant, pour certaines activités à tarifs réglementés, comme il n'est pas possible de déterminer la portée exacte des obligations juridiques, ni le moment où des coûts devraient être engagés pour s'acquitter de ces obligations, Énergir, s.e.c. n'est pas en mesure d'établir une estimation raisonnable de la juste valeur du passif connexe. Toutefois, si des coûts liés à la mise hors service de ces propriétés, aménagements et équipements étaient engagés, l'encadrement réglementaire de ces activités à tarifs réglementés devrait permettre de récupérer ces coûts à même les tarifs des exercices futurs. Bien qu'Énergir, s.e.c. reçoive généralement des approbations pour récupérer ces coûts, il n'est pas garanti que les décisions seront rendues en temps opportun ni qu'elles permettront la récupération totale de ces coûts.

Santé, sécurité et environnement

Certains actifs physiques d'Énergir, s.e.c. étant situés à proximité de zones densément peuplées, un accident grave pourrait compromettre la santé et la sécurité du public. Compte tenu des dangers naturels inhérents aux activités d'Énergir, s.e.c., les travailleurs et les entrepreneurs sont également exposés à des risques de sécurité physique.

Les mesures prises par Énergir, s.e.c. pour réduire la probabilité et la gravité d'un accident compromettant la santé et la sécurité du public, des employés et des entrepreneurs sont appliquées au moyen de plans de prévention en santé et sécurité, de plans de gestion des actifs, de procédures de gestion des changements opérationnels, d'un programme de réduction des bris par les tiers, d'un plan de formation continue des affaires, d'un plan d'audit annuel et de plans d'intervention en cas d'urgence. Énergir, s.e.c. s'assure, par ailleurs, d'informer les parties prenantes à ses projets des mesures mises en place et de recueillir leurs questions et leurs préoccupations.

La gestion proactive de la santé et la sécurité est un principe directeur auquel l'ensemble de la direction s'engage. Énergir, s.e.c. croit aussi en l'adhésion des employés et des entrepreneurs à une culture de vigilance constante à l'égard de situations pouvant résulter en des accidents et elle vise des cibles de zéro accident et de zéro blessure. Des objectifs de santé et de sécurité ont été intégrés à tous les échelons d'Énergir, s.e.c. et dans le cadre des mesures de rémunération de certaines catégories de son personnel. Les entrepreneurs sont choisis au moyen d'un processus de sélection rigoureux qui inclut, notamment, l'engagement à respecter la culture d'Énergir, s.e.c. en la matière.

Les activités et les installations d'Énergir, s.e.c. sont également soumises à des lois et règlements en environnement et mesures d'urgence régissant notamment les émissions de contaminants, le transport et le stockage de matières dangereuses, l'élimination des déchets et la décontamination de sites contaminés. Pour exercer ses activités, Énergir, s.e.c. doit maintenir en vigueur plusieurs autorisations environnementales ou autres permis délivrés par les autorités compétentes. Tout manquement à ces obligations peut entraîner des amendes ou des sanctions administratives, civiles ou pénales ou l'application de mesures coercitives, y compris des actions réglementaires ou judiciaires ordonnant ou suspendant certaines activités ou exigeant que des mesures correctives soient prises. À cet effet, la DaQ maintient spécifiquement un système de gestion environnementale certifiée ISO 14001 : 2015, ce qui permet d'identifier, gérer et surveiller les questions environnementales, ainsi qu'un plan de suivi de la qualité des eaux souterraines.

Énergir, s.e.c. pourrait faire face à des enjeux environnementaux inconnus qui découlent d'activités qu'elle a exercées ou exerce actuellement ou pourrait se voir attribuer des responsabilités environnementales imprévues à l'avenir. Les incidences en matière de coûts découlant de lois et des règlements environnementaux futurs dépendent des obligations spécifiques qui y seront prévues et ne peuvent donc être déterminées à l'heure actuelle.

RAPPORT DE GESTION

Systèmes d'information et cybersécurité

L'efficacité des activités d'Énergir, s.e.c. est fortement tributaire du développement, de la gestion et du maintien de systèmes et d'infrastructures de technologie de l'information complexes, y compris ceux fournis par des tiers (collectivement, les « systèmes »). Ces systèmes interreliés comportent des contrôles associés aux activités de production d'électricité ainsi que de distribution et de transport de gaz naturel et d'électricité, qui peuvent être partagés avec des tiers à des fins opérationnelles. Rien ne prémunit Énergir, s.e.c. d'une atteinte à la sécurité ou d'une panne des systèmes.

De plus, l'obsolescence de la technologie de l'information, les difficultés associées à la mise à niveau de systèmes existants, le processus de transition aux nouveaux systèmes ou l'intégration des nouveaux systèmes aux systèmes existants sont encadrés par une gestion du cycle de vie du matériel informatique, de solides pratiques de gestion de projets et de structures de gouvernance appropriées.

Énergir, s.e.c. est aussi exposée aux cyberattaques et aux tentatives d'accès non autorisés à ses données confidentielles, de même qu'à celles de ses clients, de ses fournisseurs, de ses contreparties et de ses employés (notamment des renseignements permettant d'identifier des personnes et des renseignements de crédit), par la voie du piratage informatique, de virus, de logiciels malveillants, d'attaques par déni de service (rendre les services informatiques inaccessibles pour nuire ou véhiculer des messages), de vandalisme, de vol, d'altération, de destruction, etc. (collectivement les « menaces à la cybersécurité ») qui pourraient causer une défaillance des systèmes, interrompre ou arrêter des volets clés des activités, entraîner une panne de service pour la clientèle ou causer des fuites de données confidentielles.

Ainsi, les systèmes, les actifs et les renseignements d'Énergir, s.e.c. ne sont jamais entièrement à l'abri de menaces à la cybersécurité, qui augmentent et évoluent constamment. Les menaces à la cybersécurité obligent donc Énergir, s.e.c. à s'adapter continuellement pour les détecter et y remédier. Énergir, s.e.c. a une stratégie de cybersécurité globale qui comporte une politique et des directives, des mesures de contrôle, de gouvernance et de surveillance, notamment en matière de sécurité des infrastructures et des réseaux, et en gestion de cyberrisques. De plus, elle s'implique activement avec l'industrie et les autorités gouvernementales afin d'améliorer ses pratiques en la matière.

Suffisance des couvertures d'assurance

Énergir, s.e.c. maintient en tout temps des couvertures d'assurance auprès d'assureurs réputés, pour des montants et à des conditions qu'elle juge acceptables compte tenu de tous les facteurs pertinents, y compris la nature de ses activités et de sa taille.

Ces couvertures d'assurance font régulièrement l'objet de réexamen par les assureurs et il est impossible de garantir qu'Énergir, s.e.c. pourra à l'avenir obtenir ou maintenir des couvertures d'assurance adéquates, à des conditions qu'elle juge acceptables et raisonnables sur le plan économique, ni que les couvertures couvriront tous les événements pouvant survenir dans l'exercice de ses activités qui pourraient donner lieu à une perte ou à un sinistre éventuel.

Parcs éoliens SDB

La production d'électricité des parcs éoliens (notamment par Parcs 2 et 3 et par Parc 4) dépend principalement des fluctuations dans l'intensité du vent ainsi que de plusieurs autres facteurs, notamment : (i) l'effet des facteurs climatiques, incluant l'accumulation de glace sur les éoliennes; (ii) l'accès aux sites; (iii) les pertes par effet de sillage, les pertes de transmission et le cisaillement du vent; (iv) l'incidence des variations topographiques; (v) la possibilité que des pertes électriques surviennent avant la livraison; et (vi) la possibilité que les installations ne fonctionnent pas comme prévu en raison notamment de l'usage, d'un défaut caché ou d'une erreur de conception.

Ressources humaines

Certains employés d'Énergir, s.e.c. sont régis par des conventions collectives. Si Énergir, s.e.c. n'était pas en mesure de négocier le renouvellement des conventions collectives à échéance, cela pourrait donner lieu à des conflits ou à des interruptions de travail. Il n'y a aucune assurance que les conventions collectives seront renouvelées à des conditions qu'Énergir, s.e.c. estime acceptables sans arrêt de travail et que des arrêts de travail ne surviennent pas avant la conclusion des nouvelles conventions collectives.

Par ailleurs, la clé du succès d'Énergir, s.e.c. réside en partie dans les compétences et connaissances spécialisées nécessaires pour exercer l'ensemble de ses activités, principalement pour l'exploitation et le maintien des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité. Ces compétences sont présentement disponibles. Toutefois, pour contrer le risque de pénurie future de certains emplois spécialisés, attribuable notamment au nombre croissant de départs à la retraite prévus,

RAPPORT DE GESTION

Énergir, s.e.c. offre des programmes avantageux de rémunération concurrentiels ainsi que la formation nécessaire au maintien des compétences.

Énergir, s.e.c. a également élaboré un plan de relève assurant le transfert des compétences en fonction des départs à la retraite prévus de ses employés.

MARCHÉS FINANCIERS

Gestion de la liquidité et accès au financement

Pour satisfaire ses besoins financiers, Énergir, s.e.c. dépend en partie des liquidités générées par ses activités. Le risque de liquidité est le risque qu'Énergir s.e.c. ne soit pas en mesure de faire face à ses engagements financiers à leur échéance. Énergir, s.e.c. gère le risque de liquidité en établissant des prévisions de flux de trésorerie afin de déterminer les besoins en financement et en s'assurant qu'elle dispose des liquidités et des facilités de crédit suffisantes pour combler ses besoins et pour respecter ses engagements à leur échéance. Ainsi, un amalgame de facilités de crédit engagées et à demande permet de répondre à ses besoins.

Dans la conduite de ses activités Énergir, s.e.c. peut recourir directement ou par l'entremise d'Énergir inc. ou de Valener, aux marchés des capitaux pour assurer son financement. Rien ne prémunit Énergir, s.e.c., Énergir inc. ou Valener contre une incapacité à accéder aux marchés des capitaux à des conditions acceptables et à des coûts de financement adéquats ou contre toute hausse importante de leur coût de financement, en raison notamment de toute détérioration importante de la conjoncture économique, de l'état général des marchés financiers, de la perception négative sur les marchés financiers de leur situation ou de leurs perspectives financières ou d'une révision à la baisse significative de leurs notations de crédit.

Fluctuation du taux de change

Ayant des opérations aux États-Unis par l'entremise de ses filiales et de son satellite américain, une partie du bénéfice net consolidé d'Énergir, s.e.c. est libellée en dollars américains. Par conséquent, les résultats d'exploitation d'Énergir, s.e.c. sont affectés par la fluctuation de cette devise par rapport au dollar canadien. Pour contrer le risque de change relativement à son investissement net dans des établissements étrangers autonomes, Énergir, s.e.c. désigne certaines dettes libellées en dollars américains comme élément de couverture d'une portion équivalente de cet investissement net. Ainsi, toute variation substantielle du dollar américain par rapport au dollar canadien aurait, considérant cette relation de couverture, une incidence moindre sur l'avoir des associés d'Énergir, s.e.c.

Énergir, s.e.c. connaît également une croissance des revenus, des dépenses et des investissements en devises étrangères. Les fluctuations de ces devises sont atténuées en partie par l'utilisation d'instruments financiers dérivés.

Fluctuation des taux d'intérêt

Énergir, s.e.c. est exposée aux risques de taux d'intérêt associés à ses emprunts bancaires, ses dettes à taux variables ainsi qu'au refinancement de sa dette à long terme. Énergir, s.e.c. gère ce risque principalement par une politique de fixation des taux d'intérêt qui lui permet de maintenir une portion importante de sa dette à long terme à taux fixe et par une gestion de portefeuille qui échelonne les échéances de la dette.

Énergir, s.e.c. peut avoir recours à des accords de crédit croisé de taux d'intérêt afin de fixer les taux d'intérêt sur une portion de sa dette à long terme à taux variable. Pour la DaQ, en vertu d'un traitement réglementaire, les effets financiers des différences entre les taux d'intérêt réels et ceux utilisés lors de l'établissement des tarifs de distribution au cours d'un exercice donné sont reflétés dans les tarifs d'un exercice ultérieur.

Risques de contreparties

Le risque de crédit lié aux contreparties représente le risque qu'une contrepartie à un instrument financier conclu avec Énergir, s.e.c. ne remplisse pas ses obligations conformément aux conditions des ententes intervenues avec elle. À la date du bilan, le risque maximal lié aux contreparties d'Énergir, s.e.c. en ce qui a trait aux instruments financiers, hormis les garanties détenues, correspond aux différents types de trésorerie, aux clients et autres débiteurs, aux fonds de placement et aux autres placements, ainsi qu'aux actifs financiers dérivés. Le non-respect des obligations par ces contreparties pourrait entraîner une perte financière pour Énergir, s.e.c.

Ce risque est atténué par l'utilisation de techniques de gestion du risque de crédit comportant une évaluation de la solvabilité d'une contrepartie et la surveillance de son évolution, la conclusion d'ententes avec plusieurs contreparties, l'établissement

RAPPORT DE GESTION

de limites de risque, le contrôle des risques en fonction de ces limites, l'établissement d'accords de soutien au crédit ainsi que l'obtention de garanties financières et de dépôts de garantie lorsque les circonstances le justifient.

Régimes de retraite

Le coût net au titre des prestations projetées ainsi que les cotisations effectuées pour les régimes de retraite à prestations déterminées et d'avantages complémentaires de retraite d'Énergir, s.e.c. sont établis au moyen d'évaluations actuarielles basées sur des hypothèses démographiques et des hypothèses de nature financière, dont notamment le taux de rendement prévu des actifs des régimes, les taux d'actualisation et l'évolution future des niveaux de salaires.

Tout écart entre les hypothèses utilisées et les résultats réels ainsi que tout changement substantiel de la situation financière de ces régimes pourraient entraîner une volatilité du coût, du passif au titre des prestations projetées et des cotisations requises.

Modifications des lois fiscales

Les modifications législatives en matière fiscale auxquelles Énergir, s.e.c. doit se conformer pourraient avoir des incidences sur la valeur des impôts dus par Énergir, s.e.c. dans chacune des juridictions où elle exerce ses activités. Advenant de telles modifications, Énergir, s.e.c., devrait prendre les dispositions qui s'imposent pour s'y conformer.

À la suite des changements apportés par la réforme fiscale américaine en décembre 2017, les filiales américaines d'Énergir, s.e.c. ont réévalué à la baisse leurs actifs et passifs d'impôts reportés et en contrepartie, pour les activités à tarifs réglementés, des passifs réglementaires furent constatés. Les passifs réglementaires constatés à la suite de ces ajustements correspondent aux sommes dont le remboursement est prévu par le biais de tarifs futurs sur des périodes d'amortissement qui seront établies et approuvées ultérieurement par les organismes de réglementation. Dans le cadre de leur cause tarifaire 2019 respective, GMP et VGS ont proposé des périodes d'amortissement représentant une moyenne estimative d'environ 40 ans, basées sur les règles de normalisation de l'*Internal Revenue Services* et en fonction de la nature des éléments ayant mené à la comptabilisation des impôts reportés à rembourser aux clients. Rien ne garantit que les périodes d'amortissement proposées seront approuvées telles que soumises par les autorités réglementaires.

Il n'est pas attendu que la réforme fiscale américaine ait une incidence négative marquée sur les résultats futurs; cette réforme aura toutefois un effet défavorable sur les flux de trésorerie à court terme des filiales américaines d'Énergir, s.e.c., car la réduction du taux d'imposition des sociétés entraînera le recouvrement d'un montant d'impôt moindre auprès des clients.

De plus, les entreprises de services publics et les sociétés de portefeuille américaines d'Énergir, s.e.c. ayant des dettes se verront imposer des limites quant à la déductibilité des intérêts suite aux changements apportés par la réforme fiscale américaine. Bien que la déductibilité des intérêts pour les entreprises de services publics réglementés ait été conservée, il n'est pas certain que les intérêts sur la dette des sociétés de portefeuille d'une entreprise de services publics réglementés soient également entièrement déductibles.

En outre, certains aspects de la réforme fiscale américaine sont encore sujets à interprétation. Par conséquent, il pourrait y avoir d'autres effets pour Énergir, s.e.c. que ceux décrits précédemment. Il est en effet impossible de prédire le moment et l'incidence de modifications futures des lois fiscales, y compris l'incidence de corrections techniques subséquentes des lois fiscales existantes.

DÉVELOPPEMENT DE NOUVEAUX PROJETS, ACQUISITIONS ET EXPANSION

Énergir, s.e.c. prévoit, de temps à autre, chercher de façon sélective des occasions d'acquisition stratégiques ainsi que des opportunités d'expansion de ses activités actuelles, y compris la diversification territoriale de ses activités et l'accroissement de ses activités non réglementées, particulièrement dans le domaine des énergies renouvelables. La capacité d'Énergir, s.e.c. de réaliser des acquisitions futures et des projets de développements significatifs et de les intégrer à des conditions qu'elle juge favorables pourrait être restreinte par le nombre de cibles d'acquisition attrayantes, les demandes internes qui en découlent pour les ressources d'Énergir, s.e.c. et, le cas échéant, la capacité d'Énergir, s.e.c. d'obtenir du financement ou d'en obtenir à des conditions satisfaisantes. Les acquisitions ou les projets de développement peuvent exposer Énergir, s.e.c. à des facteurs de risque supplémentaires, dont (i) des difficultés à intégrer les systèmes administratifs, de communication de l'information financière, d'exploitation et d'information; (ii) des difficultés à gérer les activités nouvellement acquises ou nouvellement développées et, si nécessaire, à améliorer leur efficacité d'exploitation; (iii) des difficultés à maintenir des normes, des contrôles, des procédures et des politiques adéquats et efficaces pour mitiger les risques dans l'ensemble des activités d'Énergir, s.e.c.; (iv) des difficultés à l'entrée sur les marchés où Énergir, s.e.c. a peu d'expérience directe; (v) l'incapacité d'obtenir ou de maintenir les licences, les permis ou les autorisations requises des

RAPPORT DE GESTION

diverses autorités gouvernementales ou autres, y compris leur renouvellement ou leur modification ou tout retard en ce qui a trait à leur obtention; (vi) des difficultés à garder les employés clés des entreprises ou des actifs acquis; et (vii) la perturbation des activités courantes d'Énergir, s.e.c. De plus, les acquisitions futures ou l'expansion d'activités actuelles pourraient obliger Énergir, s.e.c. à contracter des dettes supplémentaires, à engager des coûts et à l'exposer à des responsabilités éventuelles. Énergir, s.e.c. pourrait également engager des coûts pour des acquisitions potentielles ou des projets d'expansion qui ne seront jamais réalisés et qui détourneraient l'attention de la direction. Dans le cas où des synergies sont prévues dans le cadre d'acquisitions, celles-ci pourraient ne pas se concrétiser. Enfin, les nouveaux projets, les acquisitions ou les expansions pourraient ne pas générer les bénéfices escomptés ni couvrir les coûts afférents initialement encourus.

Gestion de projets

Le développement, la construction et l'exploitation future des installations de production et des réseaux de distribution de gaz naturel ou d'énergie peuvent être touchés par des modifications de politique gouvernementale et des lois et règlements, par des retards dans l'obtention des autorisations, des permis, des licences nécessaires, y compris leur suspension ou leur annulation, par des préoccupations environnementales, sociales et autochtones, par des augmentations des dépenses en immobilisations et des coûts de construction, par des retards dans la construction, par les conditions météorologiques défavorables et par une augmentation des taux d'intérêt ou d'autres facteurs, sur lesquels Énergir, s.e.c. n'a que peu ou pas de contrôle et qui pourraient être significatifs. Si l'un de ces facteurs se produit, les résultats réels pourraient différer sensiblement des prévisions, notamment des coûts, des revenus futurs et des bénéfices. De plus, le défaut d'obtenir l'acceptation sociale pour un projet, y compris le défaut d'obtenir l'assentiment des intervenants locaux, des communautés locales, des Premières Nations et peuples autochtones, pourrait en ralentir ou même en empêcher le développement, la construction et l'exploitation future et entraîner la radiation des sommes investies. Aussi, les nouvelles installations pourraient ne pas produire le rendement prévu.

Engagements relatifs à des acquisitions

Les avantages escomptés de l'acquisition de CVPS pourraient ne pas se matérialiser totalement ou ne pas se réaliser dans les délais prévus par Énergir, s.e.c. La concrétisation de ces avantages peut être affectée par divers facteurs, dont bon nombre sont indépendants de la volonté d'Énergir, s.e.c. Plus précisément, l'une des conditions relatives à l'approbation de la fusion de GMP et de CVPS est que les clients de la société résultant de la fusion bénéficient, au cours de la décennie (2013 à 2022) suivant ladite fusion, d'économies d'au moins 144 millions \$ US, dont 65,0 millions \$ US ont été réalisées à ce jour. La réalisation de ces économies dépend de la mise en place de synergies opérationnelles qui pourraient ne pas se concrétiser ou partiellement se concrétiser.

CHANGEMENTS CLIMATIQUES

Plusieurs politiques et règlements visant à limiter ou à réduire les émissions de GES émanant de divers secteurs sont mis en oeuvre à l'échelle mondiale, par exemple, l'accord de 2015 sur la réduction des émissions mondiales des GES, la COP21, dont l'impact devrait se décliner au sein de la législation et de la réglementation de chacun des pays signataires. Parallèlement, certaines juridictions modifient ou éliminent des mesures visant la réduction des émissions de GES.

Les gouvernements canadien et américain ainsi que les provinces et États américains s'affairent donc à établir ou à modifier les exigences en matière de réduction des émissions de GES, incluant les émissions de méthane. L'annonce du retrait des États-Unis de la COP21 par le gouvernement fédéral américain et le retrait en juillet 2018 de l'Ontario du marché du carbone avec le Québec et la Californie créent une incertitude quant à la nature et à la portée des mesures d'encadrement qui seront mises en oeuvre par ceux-ci.

Énergir, s.e.c. suit donc l'évolution des différentes initiatives en matière de GES, particulièrement celles liées à la mise en oeuvre de la Politique énergétique du Québec, qui pourraient influencer ses activités actuelles.

En effet, le gouvernement du Québec a lancé, en 2016, la Politique énergétique du Québec qui propose une transition énergétique ayant pour objectifs, entre autres, de privilégier une économie faible en carbone, de mettre en valeur de façon optimale les ressources énergétiques du Québec et de tirer pleinement parti du potentiel de l'efficacité énergétique. Pour les émissions de GES, le Québec vise des cibles de réduction de 20 % d'ici 2020 et de 37,5 % en 2030, et ce, par rapport au seuil d'émissions de 1990.

En vertu du Règlement SPEDE, la DaQ est tenue de couvrir les émissions de son réseau de distribution et de la combustion du gaz naturel par ses clients, autres que : celles générées par les clients émettant annuellement 25 000 tonnes de GES et plus, lesquels doivent eux-mêmes couvrir leurs émissions et celles induites par les clients émettant entre 10 000 et 25 000 tonnes de GES par année et s'étant prévalu des mêmes conditions que ceux émettant 25 000 tonnes de GES. Pour remplir ces obligations, la DaQ doit acheter des droits d'émission de GES (les « droits »), et ce, conformément à la stratégie de

RAPPORT DE GESTION

couverture approuvée par la Régie, ou réduire ses émissions de GES. Cette couverture se fait par l'acquisition de droits lors des ventes aux enchères organisées à ce jour conjointement par les gouvernements du Québec et de la Californie ou encore par des transactions de gré à gré de droits d'émission ou de crédits compensatoires reconnus. Jusqu'à présent, la DaQ a pris les mesures nécessaires lui permettant de se conformer à ses obligations relatives au SPEDE. Toutefois, rien ne garantit que la DaQ puisse acquérir dans le futur les droits à des coûts qui n'auront que des impacts marginaux sur la position concurrentielle du gaz naturel ou encore qu'elle puisse réaliser pleinement la stratégie de couverture approuvée par la Régie.

La tarification sur le carbone à l'échelle fédérale ne devrait pas affecter le Québec, puisque le marché du carbone en place devrait rencontrer les exigences de la réglementation. Le tout devrait être confirmé à l'automne 2018 par le gouvernement fédéral. La tarification fédérale sur le carbone devrait entrer en vigueur dès janvier 2019.

Quant à GMP, elle est assujettie à une politique étatique qui encourage le développement de ressources énergétiques renouvelables au Vermont et l'achat ou la vente d'énergie renouvelable par les distributeurs d'électricité de l'État. Plus particulièrement, en juin 2015, la législature du Vermont a adopté une nouvelle loi sur l'énergie renouvelable établissant une norme obligatoire en la matière pour les services publics d'électricité. Les exigences de cette loi sont en vigueur depuis 2017 et augmenteront graduellement jusqu'en 2032. GMP suit l'incidence de cette loi sur ses coûts et sa position concurrentielle dans le cadre de la gestion de son portefeuille d'attribut d'énergie renouvelable pour s'y conformer. Toutefois, GMP prévoit continuer de vendre sur le marché de la Nouvelle-Angleterre les attributs dont elle n'aura pas besoin aux fins de conformité. Les revenus que GMP tire de la vente d'attributs provenant d'énergie renouvelable mitigent partiellement ses hausses tarifaires, mais la nouvelle loi devrait réduire l'avantage qu'elle en retirera à l'avenir.

De plus, GMP participe aussi à l'initiative régionale en matière de GES (« RGGI »), une initiative de collaboration des États américains du Nord-Est et du Mid-Atlantic visant à réduire les émissions de CO₂ par le biais de l'implantation d'une bourse du carbone avec un système de plafonnement et d'échange de droits entre les États participants. Ainsi, GMP doit acheter des crédits d'émission de CO₂ afin de compenser les émissions totales de CO₂ générées par son installation qui est assujettie au RGGI. Ces achats sont réalisés dans le cadre d'enchères organisées périodiquement par le RGGI. Aucune pénurie de droits d'émission n'a été observée jusqu'ici, mais, bien qu'aucun resserrement de la demande ne soit attendu, cela demeure possible.

Quant à VGS, elle doit se conformer à la législation du Vermont encourageant les réductions d'émissions de GES. Actuellement, cette législation ne lui impose pas de cibles précises de réduction de GES, mais il est possible que la réglementation se resserre avec le temps.

Dans la mesure où de nouvelles pratiques seraient proposées ou requises en vertu d'une loi ou d'un règlement à l'égard d'une entité à tarifs réglementés, Énergir, s.e.c. chercherait à récupérer les coûts de ces pratiques à même ses tarifs futurs. Toutefois, rien ne garantit que les organismes de réglementation accueilleraient favorablement les demandes ainsi soumises.

ATTEINTE À LA RÉPUTATION

Le facteur de risque lié à l'opinion publique ou à la réputation est le risque qu'Énergir, s.e.c. soit affectée par des changements ou des événements touchant la réputation d'Énergir, s.e.c. auprès des parties prenantes, des groupes d'intérêt, des dirigeants politiques, des médias ou d'autres entités.

Chaque décision d'affaires d'Énergir, s.e.c. est susceptible de porter préjudice à sa réputation et tous les risques peuvent avoir une incidence sur cette dernière. L'atteinte à la réputation ne peut être gérée indépendamment des autres risques.

S) MODIFICATIONS COMPTABLES

NORMES RÉCEMMENT ADOPTÉES

Au cours de l'exercice clos le 30 septembre 2018, Énergir, s.e.c. a adopté les nouvelles normes comptables suivantes :

- Le 1^{er} octobre 2017 - l'ASU 2016-17, *Consolidation (Topic 810): Interests Held through Related Parties That Are under Common Control*, de façon rétroactive;
- Le 1^{er} janvier 2018 - l'ASU 2017-04, *Intangibles – Goodwill and Other (Topic 350): Simplifying the Test for Goodwill Impairment*, par anticipation et de façon prospective; et
- Le 1^{er} juillet 2018 - l'ASU 2017-12, *Derivatives and Hedging (Topic 815): Targeted Improvements to Accounting for Hedging Activities* par anticipation et de façon rétrospective modifiée.

RAPPORT DE GESTION

L'adoption de ces normes n'a pas eu d'impacts significatifs sur les états financiers consolidés audités d'Énergir, s.e.c. Pour plus de détails, se référer à la note 3 accompagnant les états financiers consolidés audités d'Énergir, s.e.c. pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017.

NORMES PUBLIÉES MAIS NON ENCORE ENTRÉES EN VIGUEUR

Plusieurs normes publiées, mais non encore entrées en vigueur, sont en cours d'évaluation. Pour plus de détails sur le statut de l'évaluation de leur incidence sur les états financiers, se référer à la note 3 accompagnant les états financiers consolidés audités d'Énergir, s.e.c. pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017.

T) INSTRUMENTS FINANCIERS

Une partie importante du bilan consolidé d'Énergir, s.e.c. se compose d'instruments financiers. Les actifs financiers d'Énergir, s.e.c. comprennent la trésorerie et équivalents de trésorerie, les équivalents de trésorerie soumis à des restrictions à court terme, les clients et autres débiteurs, la trésorerie soumise à des restrictions à long terme, les fonds de placement, les autres placements et les instruments financiers dérivés dont la juste valeur est positive. Les passifs financiers d'Énergir, s.e.c. comprennent le découvert bancaire, les emprunts bancaires, les fournisseurs et charges à payer, les distributions à payer, les instruments financiers dérivés dont la juste valeur est négative, la dette à long terme, le passif contractuel relié à l'élimination de combustible nucléaire irradié ainsi que les dépôts de clients. Les informations relatives à la comptabilisation des instruments financiers sont présentées aux notes 2 et 24 accompagnant les états financiers consolidés audités d'Énergir, s.e.c. pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017. La gestion des risques reliés aux instruments financiers est traitée à la note 25 accompagnant les états financiers consolidés audités d'Énergir, s.e.c. pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017.

RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

Comme mentionné à la note 25 accompagnant les états financiers consolidés audités d'Énergir, s.e.c. pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017, Énergir, s.e.c. est exposée au risque de fluctuation du taux de change puisqu'elle détient des billets garantis de rang supérieur et des crédits à terme, libellés en dollars américains. Cependant, puisqu'une portion de ces dettes a été désignée comme élément de couverture sur l'investissement net dans des établissements étrangers, l'effet des variations du taux de change sur ces dettes est comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu, réduisant ainsi l'impact sur le bénéfice net d'Énergir, s.e.c.

Au 30 septembre 2018, une appréciation (dépréciation) de 5 % du dollar américain par rapport au dollar canadien aurait eu un impact négatif (positif) de 1,6 million \$ sur le bénéfice net consolidé et de 24,8 millions \$ sur le résultat étendu consolidé d'Énergir, s.e.c.

Également, Énergir, s.e.c. est exposée au risque de fluctuation des taux d'intérêt sur ses emprunts bancaires et sur la portion de sa dette à long terme qui porte intérêt à des taux variables. La façon dont Énergir, s.e.c. gère ce risque et les outils possibles pour atténuer le risque de fluctuation des taux d'intérêt est traitée à la section R) FACTEUR DE RISQUE D'ÉNERGIR, S.E.C.

Au 30 septembre 2018, une hausse (baisse) de 100 points de base des taux d'intérêt, dans la mesure où toutes les autres variables demeurent constantes, aurait eu un impact à la baisse (hausse) sur le bénéfice net consolidé d'environ 2,5 millions \$.

RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Des instruments financiers dérivés sont utilisés pour réduire ou éliminer les risques inhérents à certaines opérations et soldes identifiables qui surviennent dans le cours normal des activités. Les risques inhérents que présentent ces opérations et soldes identifiables découlent des variations des prix du gaz naturel et de l'électricité, des taux d'intérêt et des taux de change. L'utilisation d'instruments financiers dérivés vise donc à s'assurer que les variations des flux de trésorerie découlant de ces opérations et soldes soient contrebalancées par les variations des flux de trésorerie des instruments financiers dérivés. Aucun instrument financier dérivé n'est détenu ni n'a été émis à des fins spéculatives.

Instruments financiers dérivés relatifs aux activités à tarifs réglementés

Des instruments financiers dérivés liés au coût de l'énergie sont utilisés pour gérer l'exposition à la volatilité des prix du gaz naturel et de l'électricité. Les prix payés sont basés sur des indices et sont donc variables. Les outils utilisés permettent soit de fixer les prix, soit de les circonscrire selon des balises temporelles, volumétriques et financières approuvées par les organismes de réglementation respectifs. GMP a recours à des contrats d'achat d'électricité pour gérer son risque lié à la fluctuation des coûts d'approvisionnement ainsi qu'à des contrats d'échange à prix fixe pour gérer son risque lié à la fluctuation des prix de capacité. Des contrats de change à terme sont également utilisés afin de gérer l'exposition au risque de change

RAPPORT DE GESTION

lié à une portion des achats de gaz naturel libellés en dollars canadiens pour VGS et à certaines dépenses libellées en dollars américains pour Énergir, s.e.c.

Les instruments financiers dérivés relatifs aux activités à tarifs réglementés ne sont pas désignés comme instruments de couverture admissibles à la comptabilité de couverture. Les gains et pertes latents découlant des variations de juste valeur de ces instruments financiers sont constatés à titre d'ajustement des APR, comme approuvé par les organismes réglementaires, puisqu'ils seront remboursés ou récupérés à même les tarifs futurs.

Instruments financiers dérivés désignés comme instrument de couverture

La comptabilité de couverture est appliquée pour les transactions qui y sont admissibles, ce qui comprend les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures de l'investissement net dans les établissements étrangers.

Toutes les relations entre les instruments de couverture et les éléments couverts sont documentées formellement, de même que les objectifs et la stratégie de gestion de risque motivant les opérations de couverture. De plus, l'efficacité de la couverture est évaluée quantitativement au moment de sa mise en place. Par la suite, une évaluation qualitative est effectuée chaque trimestre afin d'identifier si des faits et événements sont survenus et qui pourraient entraîner un impact potentiel sur l'efficacité de la relation de couverture et la nécessité de procéder à un test quantitatif. La comptabilité de couverture est abandonnée prospectivement lorsque les éléments de couverture ou couverts cessent d'exister puisqu'ils sont vendus ou liquidés, ou si la désignation de couverture cesse.

Pour contrer le risque de change sur son investissement net dans ses établissements étrangers, certaines dettes libellées en dollars américains sont désignées comme élément de couverture d'une portion équivalente de l'investissement net dans des établissements étrangers qui ont comme monnaie fonctionnelle le dollar américain afin de contrer le risque de change afférent. Les gains et pertes de change à la conversion des dettes désignées comme élément de couverture sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu. Les gains ou pertes de change latents sur ces éléments de couverture constatés au cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés aux résultats lorsqu'il y a réduction de l'investissement net couvert à la suite de la vente de la filiale ou lorsque cette dernière est pratiquement liquidée.

Les billets garantis de rang supérieur ainsi qu'une portion des crédits à terme d'Énergir, s.e.c., libellés en dollars américains, sont désignés comme élément de couverture de l'investissement net dans des établissements étrangers ayant comme monnaie fonctionnelle le dollar américain. Au 30 septembre 2018, la valeur comptable de ces passifs financiers désignés comme élément de couverture totalise 797,8 millions \$ (618,1 millions \$ US) (769,5 millions \$ (617,0 millions \$ US) au 30 septembre 2017). La comptabilité de couverture a été appliquée par Énergir, s.e.c. à ces désignations. Le gain de change latent sur couverture de l'investissement net dans des établissements étrangers s'élève à 25,3 millions \$ pour l'exercice clos le 30 septembre 2018 (37,3 millions \$ de pertes en 2017) et est comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu.

Dans le cas d'une relation de couverture des flux de trésorerie, les variations de la juste valeur d'un instrument financier dérivé désigné comme élément de couverture sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu. Les montants antérieurement constatés au cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés aux résultats, lorsque l'élément couvert est réglé, dans le poste auquel la relation de couverture était affectée.

Des contrats de change à terme sont utilisés afin de gérer l'exposition au risque de change lié à des revenus ou à l'achat d'équipements en dollars américains.

Risques liés aux instruments financiers dérivés

Bien qu'Énergir, s.e.c. ne détienne ni n'émette aucun instrument financier dérivé à des fins spéculatives, elle est exposée aux risques de marché, de crédit et de liquidité. Au 30 septembre 2018, le risque de crédit lié aux contreparties des instruments financiers dérivés est faible puisque la juste valeur de l'actif des instruments financiers dérivés n'est pas significative. Toutefois, la majorité de ces contreparties possèdent une notation de crédit élevée et au moins égale à celle d'Énergir, s.e.c., ce qui atténue grandement ce risque. Aucun changement n'est survenu dans les méthodes de gestion du risque de crédit lié aux contreparties aux instruments financiers dérivés depuis le 30 septembre 2017. Énergir, s.e.c. continue donc de surveiller et de gérer assidûment le risque de crédit lié à ces contreparties. Elle pourrait être exposée à un risque de liquidité si un événement donnant lieu à une résiliation survenait, obligeant ainsi Énergir, s.e.c. et ses filiales à régler le solde du passif d'instruments financiers dérivés avant son échéance. Au 30 septembre 2018, la majorité des contreparties possèdent une notation de crédit élevée, ce qui atténue grandement ce risque. Énergir, s.e.c. et ses filiales s'assurent d'avoir les liquidités suffisantes pour faire face à une vaste gamme d'imprévus.

RAPPORT DE GESTION

Juste valeur des instruments financiers

Tous les instruments financiers présentés au bilan consolidé d'Énergir, s.e.c. au 30 septembre 2018 reflètent la situation actuelle des marchés financiers. Les instruments financiers non dérivés sont comptabilisés à la valeur comptable. Toutefois, la juste valeur de ces instruments financiers non dérivés, à l'exception de la dette à long terme, se rapproche de leur valeur comptable en raison de leur échéance rapprochée ou parce que leurs modalités sont comparables à celles du marché actuel pour des éléments similaires. Les instruments financiers dérivés sont comptabilisés à la juste valeur au bilan consolidé. La juste valeur des instruments financiers dérivés est estimée en fonction des taux au comptant ou des taux ou prix à terme en vigueur à la fermeture des marchés, à la date du bilan. Énergir, s.e.c. classe les instruments financiers selon la hiérarchie de juste valeur présentée aux notes 2 et 24 accompagnant les états financiers consolidés audités d'Énergir, s.e.c. pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017. De plus, les variations de juste valeur de la majorité des instruments financiers dérivés qui figurent au bilan consolidé d'Énergir, s.e.c. au 30 septembre 2018 sont soit comptabilisées à titre d'actifs ou de passifs réglementaires en vertu de traitements réglementaires, soit comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu puisqu'elles sont admissibles à la comptabilité de couverture, au lieu d'être comptabilisées à l'état consolidé des résultats.

Le tableau ci-dessous présente les principales hypothèses utilisées dans l'évaluation de la juste valeur des instruments financiers dérivés au 30 septembre 2018 :

	Modèle d'évaluation	Taux d'actualisation (en %)	Taux sans risque (en %)	Volatilité implicite des prix	Prix à terme
Contrats de change à terme	1)	2,63	1,58 à 2,38	S.O.	S.O.
Instruments liés au gaz naturel :					
Contrats d'échange à prix fixe	1)	2,67	2,19 à 2,59	S.O.	2,61 \$/GJ à 3,17 \$/GJ
Instruments liés à l'électricité :					
Contrats d'échange à prix fixe de capacité	1)	2,76	2,00 à 2,74	S.O.	5,30 \$ US/kW à 9,60 \$ US/kW
Contrats d'échange à prix fixe d'électricité	1)	3,03	2,10 à 3,00	S.O.	19,88 \$ US/kW à 92,81 \$ US/kW

¹⁾ La juste valeur de ces instruments financiers dérivés a été calculée selon la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés en fonction des hypothèses indiquées dans ce tableau.

Le passif net relié aux instruments financiers dérivés au 30 septembre 2018 est de 14,8 millions \$, soit une baisse de 38,2 millions \$ depuis le 30 septembre 2017, expliquée principalement par la hausse des prix à terme de capacité et de l'électricité.

U) ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

La préparation des états financiers consolidés d'Énergir, s.e.c., selon les PCGR, exige que la direction pose des hypothèses et exerce son jugement afin de procéder à des estimations. Ces estimations, fondées sur l'expérience historique et les conditions actuelles, pourraient différer de manière importante des résultats réels. Les estimations comptables critiques sont décrites ci-après.

Réglementation

La DaQ ainsi que certaines filiales d'Énergir, s.e.c. exercent des activités qui sont soumises à divers organismes de réglementation. Dans l'exercice de leur pouvoir, les organismes de réglementation rendent des décisions, entre autres, en matière de développement de réseaux, de fixation des tarifs et d'utilisation de certaines méthodes comptables sous-jacentes qui diffèrent de celles autrement appliquées par les entreprises non réglementées.

Des estimations sont parfois nécessaires pour conclure quant à la probabilité que certains montants puissent être recouvrés ou aient à être remboursés dans les tarifs futurs, à la suite de décisions des organismes de réglementation, afin d'ajuster conséquemment la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires. Tout ajustement par rapport aux estimations initiales est présenté dans les résultats de la période au cours de laquelle il est confirmé. La nature des actifs et des passifs réglementaires est décrite à la note 5 accompagnant les états financiers consolidés audités d'Énergir, s.e.c. pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017.

RAPPORT DE GESTION

Amortissement des propriétés, aménagements et équipements

L'amortissement est une estimation fondée principalement sur la durée de vie utile des actifs. L'estimation de durée de vie utile se fonde sur des faits actuels et sur l'information historique et elle prend en compte la durée de vie anticipée des actifs. En raison de l'importance de cette catégorie d'actifs pour Énergir, s.e.c., les variations des taux d'amortissement peuvent avoir une incidence importante sur la dépense d'amortissement.

Dans le cadre du processus d'établissement des tarifs reliés aux services publics réglementés d'Énergir, s.e.c., des taux d'amortissement appropriés sont approuvés par les organismes de réglementation. Ces taux d'amortissement utilisés pour les actifs des activités à tarifs réglementés sont révisés et approuvés périodiquement par les différents organismes de réglementation et, dans certains cas, ils tiennent compte de l'estimation du coût éventuel de retrait. Périodiquement, de tierces parties effectuent des études sur l'amortissement des propriétés, aménagements et équipements des services publics réglementés et, selon les résultats de ces études, l'incidence de tout amortissement ou sous-amortissement attribuable à un écart entre les données réelles et les données prévues est reflétée dans les taux d'amortissement futurs et la dépense d'amortissement future. Les sommes correspondantes sont soit remboursées aux clients ou récupérées à même les tarifs qui leur sont facturés.

Obligations liées à la mise hors service des propriétés, aménagements et équipements

La juste valeur d'une obligation liée à la mise hors service des propriétés, aménagements et équipements est constatée, lorsqu'une obligation juridique existe, à titre de passif dans la période au cours de laquelle elle est engagée, pourvu qu'une estimation raisonnable de la juste valeur puisse être établie. L'obligation est initialement évaluée à sa juste valeur en utilisant l'approche de la valeur actualisée des coûts prévus et est subséquemment ajustée pour refléter tout changement découlant du passage du temps et tout changement relatif à la date de paiement prévue ou au montant de l'estimation initiale.

Pour certaines activités à tarifs réglementés, il n'est cependant pas possible de déterminer la portée exacte des obligations juridiques et/ou le moment où elles devraient engager des coûts pour respecter ces obligations. Par conséquent, il n'est pas possible d'établir une estimation raisonnable de la juste valeur du passif connexe et aucun passif n'a été comptabilisé.

Dépréciation d'actifs à long terme

Les actifs à long terme pouvant être soumis à un test de dépréciation comprennent les propriétés, aménagements et équipements, les actifs réglementaires et les actifs incorporels à durée de vie utile limitée. Ces actifs font l'objet d'un test de dépréciation lorsque des événements ou des changements de situation indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. La juste valeur des actifs est utilisée pour effectuer le test de dépréciation. Cette juste valeur est établie selon des techniques d'évaluation, tel le prix en vigueur sur le marché, si disponible, ou est basée sur le total des flux de trésorerie futurs actualisés qui résulteront vraisemblablement de l'utilisation et de la sortie éventuelle du groupe d'actifs, ce qui nécessite de la direction un jugement quant aux hypothèses utilisées. Pour plus de détails sur la méthode de calcul, se référer à la note 2 accompagnant les états financiers consolidés audités d'Énergir, s.e.c. pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017.

De plus, si Énergir, s.e.c. jugeait qu'il n'était plus probable que certains coûts de propriétés, aménagements et équipements et d'actifs incorporels liés aux activités à tarifs réglementés puissent être recouverts ou remboursés par de futurs ajustements tarifaires à la suite des interventions des organismes de réglementation, la valeur comptable de ces actifs serait ajustée en conséquence.

Évaluation des écarts d'acquisition

Les écarts d'acquisition représentent l'excédent du coût d'acquisition sur le montant net des valeurs attribuées à tous les éléments de l'actif acquis et du passif pris en charge au moment de l'acquisition d'une entreprise et ne sont pas amortis. Les écarts d'acquisition sont soumis à un test de dépréciation annuellement, ou plus fréquemment, lorsque des événements ou des changements de situation indiquent que les écarts d'acquisition pourraient ne pas être recouvrables.

Les tests de dépréciation des écarts d'acquisition sont effectués le 1^{er} avril de chaque exercice, afin de déceler une moins-value possible, en fonction des informations courantes et des évaluations de la juste valeur des unités d'exploitation. La juste valeur d'une unité d'exploitation est établie selon la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés ou en fonction d'évaluations externes. Aucune dépréciation n'a été enregistrée au cours des exercices 2018 et 2017 à la suite de ces tests de dépréciation. Pour plus de détails sur la méthode de calcul, se référer à la note 2 accompagnant les états financiers consolidés audités d'Énergir, s.e.c. pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017.

RAPPORT DE GESTION

Avantages sociaux futurs

Énergir, s.e.c. comptabilise le coût des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'avantages complémentaires de retraite par calcul actuariel selon la méthode de répartition des prestations au prorata des années de service admissibles. Ces calculs actuariels sont basés sur des hypothèses fondées sur les meilleures estimations faites par la direction portant notamment sur (i) le taux d'actualisation, (ii) le rendement prévu des actifs des régimes, (iii) l'évolution future des niveaux de salaires et des coûts des couvertures supplémentaires de soins de santé et d'assurance-vie et (iv) l'âge de départ à la retraite des employés. En établissant ces hypothèses, la direction doit en l'occurrence tenir compte de la conjoncture du marché et de données démographiques. Les coûts des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'avantages complémentaires de retraite pourraient fluctuer, en raison d'une variation de ces hypothèses. Se référer à la note 19 accompagnant les états financiers consolidés audités d'Énergir, s.e.c. pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017 pour les hypothèses utilisées dans le cadre du calcul actuariel et d'une analyse de sensibilité sur quelques-unes de ces hypothèses.

Il est par contre important de se rappeler qu'Énergir, s.e.c. bénéficie de traitements réglementaires pour la comptabilisation de la dépense liée aux régimes de retraite à prestations déterminées et aux régimes d'avantages complémentaires de retraite. Ces traitements réglementaires atténuent l'impact des variations des hypothèses sur la dépense comptabilisée à l'état des résultats consolidés d'Énergir, s.e.c. Pour plus de détails sur ces traitements réglementaires, se référer à la note 5 accompagnant les états financiers consolidés audités d'Énergir, s.e.c. pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017.

Impôts sur les bénéfiques

Énergir, s.e.c. et ses filiales constituées en sociétés en commandite ne présentent pas de dépense d'impôts sur les bénéfiques, car, selon les lois fiscales en vigueur, les bénéfiques sont imposables auprès des associés. Les filiales constituées en sociétés par actions utilisent la méthode de l'actif et du passif fiscal pour comptabiliser les impôts sur les bénéfiques.

Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôts reportés sont déterminés en fonction de l'écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs et des passifs. Ils sont mesurés en appliquant, à la date des états financiers consolidés, les taux d'imposition et les lois fiscales en vigueur pour les exercices au cours desquels les écarts temporaires sont censés se résorber. L'incidence d'une modification des taux d'imposition sur les actifs et passifs d'impôts reportés est incluse dans les résultats de la période au cours de laquelle la modification est entrée en vigueur. Cette méthode exige donc, de la part de la direction, l'exercice de son jugement pour la détermination du moment prévu de la réalisation des écarts temporaires. Une provision pour moins-value est comptabilisée afin de réduire les actifs d'impôts reportés lorsque la direction estime qu'il est plus probable qu'improbable qu'une portion, ou que la totalité, des actifs d'impôts reportés ne soit pas réalisée. Énergir, s.e.c. comptabilise l'effet d'une position fiscale incertaine lorsqu'il est plus probable qu'improbable qu'elle sera réalisée.

Ainsi, la comptabilisation des actifs d'impôts reportés requiert la formulation d'un jugement important par la direction sur la possibilité qu'il soit plus probable qu'improbable que les écarts temporaires déductibles se résorberont et que les pertes fiscales inutilisées seront recouvrées à partir des bénéfiques imposables futurs, avant qu'elles ne viennent à échéance.

V) INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

Parts en circulation

Au 20 novembre 2018, le nombre de parts en circulation s'élève à 171 796 363.

Opérations entre apparentés

Toutes les opérations entre apparentés sont réalisées dans le cours normal des activités et sont mesurées à la valeur d'échange, soit le montant de la contrepartie établi et convenu par les apparentés. Pour plus de détails sur les opérations entre apparentés, se référer à la note 23 accompagnant les états financiers consolidés audités d'Énergir, s.e.c. pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017.

Référentiel comptable

Énergir, s.e.c. a choisi d'utiliser les PCGR des États-Unis afin d'adopter la stratégie préconisée par ses associés, Énergir inc. et Valener, qui ont obtenu des dispenses des ACVM. En mars 2018, les ACVM ont approuvé le prolongement des dispenses obtenues en 2015, couvrant les exercices 2016 à 2018, pour une période supplémentaire de cinq ans. Ainsi, Énergir, s.e.c., Énergir inc. et Valener continueront d'utiliser les PCGR des États-Unis pour la préparation de leurs états financiers consolidés

RAPPORT DE GESTION

annuels et intermédiaires jusqu'à la première des dates suivantes, soit le 1^{er} janvier 2024 ou la date prescrite par l'IASB pour l'application obligatoire d'une norme propre aux activités à tarifs réglementés.

Litiges

Énergir, s.e.c. fait l'objet de réclamations et de poursuites dans le cours normal de ses activités, y compris en matière d'environnement. De l'avis de la direction, ces réclamations et ces poursuites font, pour la plupart, l'objet d'une couverture d'assurance adéquate. Le dénouement des réclamations et poursuites ne devrait pas avoir d'incidence significative sur les résultats consolidés ou sur la situation financière consolidée d'Énergir, s.e.c.

Par ailleurs, sans limiter la généralité de ce qui précède, un ancien entrepreneur ayant travaillé sur le projet Addison a déposé un recours devant la Cour fédérale des États-Unis alléguant que la compensation payée par VGS pour les travaux exécutés est inadéquate et que la résiliation du contrat est illégale, et réclame conséquemment un total d'environ 16,0 millions \$ US, incluant des intérêts et des pénalités d'environ 5,0 millions \$ US. VGS travaille activement à sa défense dans ce dossier et une provision est comptabilisée dans les états financiers consolidés au 30 septembre 2018, représentant le montant le plus probable que VGS pourrait être tenue de payer selon les meilleures informations actuellement disponibles. Le montant de cette provision est sujet à changement selon l'évolution du dossier.

W) RÉSULTATS TRIMESTRIELS

	T4	T3	T2	T1	Exercice 2018
Revenus	481,7	530,5	853,9	687,6	2 553,7
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux associés	(4,1)	5,3	154,4	60,3	215,9
Bénéfice net (perte nette) de base et dilué(e) par part attribuable aux associés (en \$)	(0,02)	0,03	0,90	0,35	1,26

	T4	T3	T2	T1	Exercice 2017
Revenus	450,4	519,6	852,3	704,3	2 526,6
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux associés	(14,2)	11,1	142,5	101,4	240,8
Bénéfice net (perte nette) de base et dilué(e) par part attribuable aux associés (en \$)	(0,08)	0,06	0,85	0,61	1,42

Résultats du T4-2018

Les variations saisonnières de la température et du vent influencent la consommation d'énergie des clients et la production d'électricité des parcs éoliens, et se reflètent dans les résultats financiers intermédiaires d'Énergir, s.e.c., comme en témoignent les tableaux ci-dessus. Ces résultats financiers intermédiaires sont également tributaires, sans toutefois s'y restreindre, des excédents de rendement ou manques à gagner, des décisions des divers organismes qui réglementent les tarifs de la DaQ et des filiales, coentreprises et satellites d'Énergir, s.e.c., ainsi que des impacts de la variation du dollar américain par rapport au dollar canadien. Étant donné la nature saisonnière de ses activités et la faiblesse habituelle de la demande en énergie durant les mois d'été, les deux premiers trimestres donnent lieu historiquement à des revenus et à une rentabilité supérieurs aux autres trimestres du même exercice financier.

La diminution de 10,1 millions \$ (0,06 \$ par part) de la perte nette attribuable aux associés par rapport au T4-2017 s'explique principalement par :

- la hausse des volumes transportés par PNGTS liée à l'entrée en vigueur de nouveaux contrats à long terme;
- l'effet favorable de la perte nette attribuable à l'associé sans contrôle de Solar I de 3,5 millions \$, atténué par la perte nette enregistrée par Standard Solar qui poursuit ses activités de mise en œuvre et de développement de son nouveau modèle d'affaires;
- la hausse du bénéfice net de la distribution d'énergie au Vermont, excluant l'effet de la variation du taux de change, liée principalement au décalage réglementaire favorable; et
- l'effet favorable du taux de change de 0,9 million \$ sur le bénéfice net généré par les activités libellées en dollar américain.

RAPPORT DE GESTION

Sommaire des résultats trimestriels

Les éléments significatifs ayant influencé les résultats des autres trimestres sont les suivants :

- **T3-2018 vs T3-2017** : La baisse de 5,8 millions \$ (0,03 \$ par part) du bénéfice net attribuable aux associés est expliquée principalement par :
 - la baisse du bénéfice net de la DaQ de 6,3 millions \$ principalement due à la baisse des investissements portant rendement et au décalage réglementaire défavorable de 8,4 millions \$;
 - la baisse du bénéfice net de la distribution d'énergie au Vermont de 3,8 millions \$ liée principalement au décalage réglementaire défavorable;
 - la hausse du bénéfice net du secteur de la production d'électricité de 3,1 millions \$ liée principalement aux vents supérieurs observés au T3-2018; et
 - les impacts de la réforme fiscale américaine de décembre 2017 entraînant une hausse ponctuelle du bénéfice net consolidé de 1,8 million \$ au T3-2018. Pour plus de détails sur les impacts de la réforme fiscale américaine, se référer à la section N) SOMMAIRE DE LA PERFORMANCE FINANCIÈRE ANNUELLE CONSOLIDÉE.
- **T2-2018 vs T2-2017** : La hausse de 11,9 millions \$ (0,05 \$ par part) du bénéfice net attribuable aux associés est expliquée principalement par :
 - un gain de 4,4 millions \$ réalisé au T2-2018 par Gaz Métro Plus à la suite de la vente d'actifs liés à ses activités d'hébergement de serveurs;
 - un décalage réglementaire favorable pour la DaQ et le Vermont;
 - l'effet favorable de la hausse des volumes de gaz naturel distribués normalisés de la DaQ étant donné la vigueur de l'économie québécoise; et
 - les paramètres du dossier tarifaire 2018 de GMP qui laissent anticiper une hausse du bénéfice net au T2-2018.
- **T1-2018 vs T1-2017** : La baisse de 41,1 millions \$ (0,26 \$ par part) du bénéfice net attribuable aux associés s'explique principalement par :
 - un gain de 12,5 millions \$ réalisé au T1-2017 à la suite de l'acquisition d'une participation additionnelle de 50 % dans CDH (ECCU); et
 - une hausse de 24,2 millions \$ des impôts sur les bénéfices attribuable à la réforme fiscale américaine, comme expliqué à la section N) SOMMAIRE DE LA PERFORMANCE FINANCIÈRE ANNUELLE CONSOLIDÉE.

Il est à noter que le décalage réglementaire réfère au décalage entre le moment où les revenus et les coûts sont constatés comparativement à ce qui était prévu au dossier tarifaire. Ces décalages réglementaires, créés au cours des périodes intermédiaires, se résorbent habituellement au terme de l'exercice.

X) ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DU BILAN

Déclaration d'une distribution

Le 22 novembre 2018, le conseil d'administration d'Énergir inc., agissant à titre de commandité d'Énergir, s.e.c., a déclaré une distribution trimestrielle de 51,5 millions \$, payable le 3 janvier 2019, à ses associés.

Ce rapport de gestion a été préparé en date du 22 novembre 2018.

Vous trouverez des renseignements additionnels sur Valener, y compris la notice annuelle, le rapport de gestion et le rapport annuel de l'exercice clos le 30 septembre 2018 sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com et sur le site Internet de Valener à l'adresse www.valener.com.

RAPPORT DE GESTION

GLOSSAIRE

Le tableau suivant dresse une liste des abréviations les plus courantes utilisées dans ce rapport.

UNITÉS DE MESURE ET TERMES GÉNÉRAUX		ENTITÉS	
Actions privilégiées de série A	Actions privilégiées à taux rajustable et à dividende cumulatif de série A	Beaupré Éole	Beaupré Éole S.E.N.C.
Actions privilégiées de série B	Actions privilégiées à taux variable et à dividende cumulatif de série B	Beaupré Éole 4	Beaupré Éole 4 S.E.N.C.
APR	Actifs et passifs réglementaires	Boralex	Boralex inc.
ATR	Activités à tarifs réglementés	CDH	Société en commandite CDH Solutions & Opérations
CO ₂	Dioxyde de carbone	Champion	Corporation Champion Pipe Line Limitée
DBRS	Dominion Bond Rating Service	CVPS	Central Vermont Public Service Corporation
Direction	La direction d'Énergir inc., en sa qualité de commandité d'Énergir, s.e.c.	DaQ	Énergir, s.e.c., dans le cadre de son activité de distribution de gaz naturel au Québec
Direction du gestionnaire	La direction d'Énergir inc., en sa qualité de commandité d'Énergir, s.e.c., agissant à titre de gestionnaire de Valener	ECCU	Énergir, chaleur et climatisation urbaines, s.e.c., anciennement Climatisation et Chauffage Urbains de Montréal, s.e.c.
Dth	Dekatherm	Énergir, s.e.c.	Énergir, s.e.c. (anciennement Société en commandite Gaz Métro)
GES	Gaz à effet de serre	Énergir inc.	Énergir inc. (anciennement Gaz Métro inc.)
GJ	Gigajoule	Gaz Métro	Société en commandite Gaz Métro
GNC	Gaz naturel comprimé	Gaz Métro GNL	Gaz Métro GNL 2013 S.E.C., ou Gaz Métro GNL S.E.C., selon le contexte
GNL	Gaz naturel liquéfié	Gaz Métro Plus	Société en commandite Gaz Métro Plus
GNR	Gaz naturel renouvelable	GMP	Green Mountain Power Corporation
Km	Kilomètres	GMP Solar	GMP VT Solar LLC
kW	Kilowatts	Intragaz	L'ensemble des entreprises suivantes : Intragaz inc., Intragaz Holding, société en commandite, Intragaz Exploration, société en commandite, Intragaz, société en commandite et leurs filiales respectives.
MW	Mégawatt	IQ	Investissement Québec
MWh	Mégawattheure	NNEEC	Northern New England Energy Corporation
PGEE	Plan global en efficacité énergétique	Parc 4	Parc éolien de la Seigneurie de Beaupré 4 S.E.N.C.
Règlement SPEDE	<i>Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec</i>	Parcs 2 et 3	Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3, Société en nom collectif
S&P	Standard and Poor's	Parcs éoliens SDB	Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3, Société en nom collectif et parc éolien de la Seigneurie de Beaupré 4, S.E.N.C.
Tx-201x	Ce terme réfère au trimestre de la période spécifiée, par exemple, T4-2018 réfère au 4 ^e trimestre de l'exercice 2018 (clos le 30 septembre 2018)	PNGTS	Portland Natural Gas Transmission System
TSX	Bourse de Toronto	Solar I	Solar I Partnership, LLC
Usine LSR	Usine de liquéfaction, de stockage et de regazéification de gaz naturel de la DaQ	Solutions Transport	Gaz Métro Solutions Transport, société en commandite
ORGANISMES GOUVERNEMENTAUX ET DE RÉGLEMENTATIONS		Standard Solar	Standard Solar Inc.
ACVM	Autorités canadiennes en valeurs mobilières	TCPL	TransCanada PipeLines Limited
DOE	Department of Energy (États-Unis)	TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. à titre de mandataire de Société en commandite Gazoduc TQM
FERC	Federal Energy Regulatory Commission	Transco	Vermont Transco LLC
ISO-NE	Independent System Operator, ISO-New England	Union Gas	Union Gas Limited
ONÉ	Office national de l'énergie (Canada)	Valener	Valener Inc.
Régie	Régie de l'énergie (Québec)	Valener Éole	Valener Éole Inc.
VDPS	Vermont Department of Public Service	Valener Éole 4	Valener Éole 4 Inc.
VPUC	Vermont Public Utility Commission (anciennement Vermont Public Service Board ou VPSB)	Velco	Vermont Electric Power Company, Inc.
TERMES COMPTABLES OU FINANCIERS		VGS	Vermont Gas Systems, Inc.
ASU	Accounting Standard Update	VYNPC	Vermont Yankee Nuclear Power Corporation
BAI	Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices		
EDDV	Entités à détenteurs de droits variables		
IFRS	Normes internationales d'information financière		
PCGR	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis		
RRD	Régime de réinvestissement des dividendes		

ÉNERGIR, S.E.C.

REVUE DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES - STATISTIQUES D'EXPLOITATION CONSOLIDÉES ¹⁾

Exercices clos les 30 septembre

	2018	2017	2016	2015	2014
VOLUMES DE GAZ NATUREL NORMALISÉS (10⁶m³) ²⁾					
Distribution					
Industriel					
Service continu	3 603	3 453	3 126	3 133	2 983
Service interruptible	433	406	430	425	498
Commercial	1 717	1 697	1 790	1 808	1 846
Résidentiel	710	686	663	671	673
Total (10 ⁶ m ³)	6 463	6 242	6 009	6 037	6 000
Total (MMMpc)	228	220	212	213	212
LIVRAISONS DE GAZ NATUREL (10⁶m³)					
Distribution					
Total (10 ⁶ m ³)	6 144	6 154	5 868	6 210	6 191
Total (MMMpc)	217	217	207	219	219
Transport ^{3) 4)}					
Total (10 ⁶ m ³)	8 892	7 515	7 633	7 709	7 145
Total (MMMpc)	314	265	269	272	252
DISTRIBUION D'ÉLECTRICITÉ (gigawattheures)					
Résidentiel	1 520	1 463	1 479	1 553	1 558
Petit commercial et industriel	1 532	1 509	1 531	1 564	1 569
Grand commercial et industriel	1 167	1 169	1 174	1 171	1 170
Total	4 219	4 141	4 184	4 288	4 297
NOMBRE DE CLIENTS					
Distribution de gaz naturel et d'électricité					
Industriel	8 191	8 096	7 983	7 878	7 681
Commercial	103 624	101 089	99 225	95 102	93 092
Résidentiel	411 293	408 865	405 913	404 280	401 994
Total	523 108	518 050	513 121	507 260	502 767
RENSEIGNEMENTS SUR LES RÉSEAUX					
Longueur des conduites (en km)					
Distribution de gaz naturel					
Canada	10 977	10 900	10 727	10 657	10 565
États-Unis	1 559	1 525	1 375	1 324	1 294
Total	12 536	12 425	12 102	11 981	11 859
Transport de gaz naturel ⁴⁾					
Canada	673	673	673	673	670
États-Unis	489	489	489	489	489
Total	1 162	1 162	1 162	1 162	1 159
Longueur des lignes aériennes et souterraines (en km)					
Distribution électrique					
États-Unis ⁵⁾	21 022	21 004	20 956	22 398	22 282
Propriétés, aménagements et équipements bruts ⁶⁾ (en millions de dollars)	6 379	5 965	5 965	5 254	5 666
Propriétés, aménagements et équipements nets ⁶⁾ (en millions de dollars)	4 524	4 254	4 254	3 740	3 971
Dépenses en propriétés, aménagements, équipements et variation des actifs et passifs réglementaires ⁶⁾ (en millions de dollars)	410	523	523	401	568
NOMBRE D'EMPLOYÉS ⁴⁾					
Distribution d'énergie					
DaQ	1 508	1 490	1 465	1 449	1 413
NNEEC et VGS	131	130	139	150	134
GMP	511	527	540	566	604
Total	2 150	2 147	2 144	2 165	2 151
Production d'électricité	59	53	—	—	—
Transport de gaz naturel	—	—	—	—	—
Services énergétiques, entreposage et autres	103	109	113	115	124

¹⁾ Données non auditées.

²⁾ Volumes normalisés en fonction des normales des températures et d'intensité du vent pour la distribution de gaz naturel au Québec (la DaQ) et en fonction des normales des températures pour VGS. Au cours de l'exercice 2018, la répartition des volumes par segments a été ajustée afin de repositionner la consommation de certains clients de la DaQ. Par conséquent, les volumes de l'exercice 2017 sont présentés selon la nouvelle présentation adoptée. Les données des exercices antérieurs n'ont pas été ajustées.

³⁾ Inclut les volumes transportés et livrés par TQM au secteur de la distribution et à PNGTS.

⁴⁾ Ces données ne sont pas pondérées par le pourcentage de participation d'Énergir, s.e.c. dans les filiales, coentreprises et satellites.

⁵⁾ La méthode d'établissement de la longueur des lignes aériennes et souterraines de la distribution électrique aux États-Unis a été modifiée en 2016. Les données des exercices antérieurs n'ont pas été ajustées.

⁶⁾ Les données financières pour les exercices 2015 à 2018 sont présentées conformément aux PCGR des États-Unis. Les données des exercices antérieurs sont présentées conformément aux PCGR du Canada.

ÉNERGIR, S.E.C.

REVUE DES DIX DERNIÈRES ANNÉES - DONNÉES FINANCIÈRES CONSOLIDÉES ¹⁾

Exercices clos les 30 septembre (en milliers de dollars)

	2018	2017
SOMMAIRE DES RÉSULTATS ²⁾		
Revenus	2 553 745 \$	2 526 645 \$
Coûts directs	1 531 826	1 528 563
Marge bénéficiaire brute	1 021 919	998 082
Exploitation et entretien ³⁾	488 759	510 685
Quotes-parts des résultats des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(136 759)	(129 428)
Gain net sur dispositions de participations	—	—
Autres gains, montant net ⁴⁾	(3 523)	(12 475)
Dépréciation d'actifs à long terme ⁴⁾	—	—
Amortissements	251 833	228 138
Intérêts sur la dette à long terme, frais financiers et autres	143 718	129 432
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	277 891	271 730
Impôts sur les bénéfices (recouvrés)	63 904	51 351
Bénéfice net	213 987	220 379
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(1 932)	(20 371)
Bénéfice net attribuable aux associés	215 919 \$	240 750 \$
FLUX DE TRÉSORERIE ²⁾		
Activités d'exploitation	625 072 \$	559 842 \$
Activités d'investissement	(534 218)	(573 647)
Activités de financement :		
Distributions	(216 307)	(203 992)
Autres activités de financement	76 229	271 008
Incidence des fluctuations de taux de change	735	(4 482)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ⁵⁾	(48 489) \$	48 729 \$
DONNÉES PAR PART ²⁾		
Bénéfice net de base et dilué par part attribuable aux associés (en dollars)	1,26 \$	1,42 \$
Distributions déclarées par part aux associés (en dollars)	1,20 \$	1,17 \$
Capitaux propres par part attribuable aux associés (en dollars)	11,26 \$	11,02 \$
Nombre moyen pondéré de parts de base et dilué en circulation (en milliers)	171 796	169 542
Nombre de parts en circulation aux 30 septembre (en milliers)	171 796	171 796
STRUCTURE FINANCIÈRE ²⁾		
Emprunts bancaires	37 742 \$	43 818 \$
Échéances courantes de la dette à long terme	212 694	13 069
Dette à long terme ⁶⁾	3 403 150	3 463 278
Total de la dette	3 653 586	3 520 165
Capitaux propres	2 000 553	1 951 156
Total du capital investi	5 654 139 \$	5 471 321 \$
RATIO DE LA DETTE PAR RAPPORT AU CAPITAL INVESTI ²⁾	64,6 %	64,3 %
ACTIF TOTAL	7 739 533 \$	7 528 123 \$
DONNÉES FINANCIÈRES RELATIVES À LA DÉTERMINATION DU RENDEMENT DE LA DAQ PAR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE		
Base de tarification ⁷⁾	2 117 463 \$	2 053 680 \$
Avoir ordinaire présumé ⁷⁾	38,50 %	38,50 %
Taux de rendement autorisé incluant les gains de productivité sur l'avoir ordinaire présumé ⁷⁾	8,90 %	8,90 %
Avoir privilégié présumé ⁷⁾	7,50 %	7,50 %
Taux de rendement autorisé sur l'avoir privilégié présumé	5,19 %	5,35 %
Charges fiscales présumées	38 908 \$	42 339 \$

¹⁾ Données non auditées.

²⁾ Les données financières pour les exercices 2015 à 2018 sont présentées conformément aux PCGR des États-Unis. Les données des exercices antérieurs sont présentées conformément aux PCGR du Canada.

³⁾ Incluent les activités de développement et l'effet de la constatation d'actifs réglementaires liés aux avantages sociaux futurs d'un montant de 79 287 \$ comptabilisé au cours de l'exercice 2016 à la suite d'une décision de la Régie de l'énergie.

⁴⁾ Pour plus d'informations sur les ajustements des exercices 2018, 2017 et 2016, se référer à la section N) SOMMAIRE DE LA PERFORMANCE FINANCIÈRE ANNUELLE CONSOLIDÉE du présent rapport de gestion.

⁵⁾ Pour les exercices 2009 à 2015, le découvert bancaire était présenté en déduction de la variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.

⁶⁾ La dette à long terme est présentée nette des frais reportés reliés au financement.

⁷⁾ Calculé sur une moyenne mensuelle et en fonction d'une capitalisation qui diffère de la structure financière au bilan de la DaQ.

ÉNERGIR, S.E.C.
REVUE DES DIX DERNIÈRES ANNÉES - DONNÉES FINANCIÈRES CONSOLIDÉES ¹⁾

2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009
2 587 029 \$	2 584 353 \$	2 536 708 \$	2 217 356 \$	1 907 643 \$	1 962 764 \$	2 020 437 \$	2 249 216 \$
1 605 075	1 648 003	1 522 636	1 283 252	1 127 053	1 215 309	1 260 439	1 457 945
981 954	936 350	1 014 072	934 104	780 590	747 455	759 998	791 271
397 763	464 055	471 355	473 209	379 032	330 365	333 458	332 343
(124 303)	(119 410)	(76 881)	(62 016)	(28 692)	(22 875)	(22 001)	(23 366)
—	—	—	(14 749)	—	(17 361)	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—
26 545	13 486	—	—	—	—	—	—
231 927	211 361	247 770	202 847	163 002	175 349	174 515	192 545
128 686	135 825	150 129	125 296	112 673	105 609	109 860	117 620
321 336	231 033	221 699	209 517	154 575	176 368	164 166	172 129
41 560	45 167	47 904	30 649	11 934	13 796	(14 517)	13 677
279 776	185 866	173 795	178 868	142 641	162 572	178 683	158 452
2 257	4 884	(889)	(1 569)	(1 203)	(1 405)	—	—
277 519 \$	180 982 \$	174 684 \$	180 437 \$	143 844 \$	163 977 \$	178 683 \$	158 452 \$
529 946 \$	523 834 \$	605 002 \$	487 969 \$	428 848 \$	404 736 \$	342 936 \$	499 062 \$
(716 364)	(776 381)	(641 288)	(653 288)	(1 105 053)	(319 236)	(245 833)	(283 165)
(197 236)	(186 562)	(169 137)	(165 112)	(141 499)	(106 125)	(186 701)	(149 361)
366 036	417 882	244 390	348 245	822 633	9 965	89 430	(46 839)
(1 563)	7 176	3 149	819	78	217	(1 274)	(73)
(19 181) \$	(14 051) \$	42 116 \$	18 633 \$	5 007 \$	(10 443) \$	(1 442) \$	19 624 \$
1,66 \$	1,17 \$	1,15 \$	1,21 \$	1,10 \$	1,30 \$	1,48 \$	1,32 \$
1,16 \$	1,12 \$	1,12 \$	1,12 \$	1,12 \$	1,12 \$	1,24 \$	1,24 \$
10,61 \$	10,03 \$	9,50 \$	9,24 \$	8,81 \$	8,10 \$	7,74 \$	7,88 \$
167 251	155 268	151 796	148 680	130 878	126 241	120 452	120 452
167 251	167 251	151 796	151 796	148 671	126 338	120 452	120 452
15 808 \$	28 972 \$	— \$	19 700 \$	13 753 \$	48 017 \$	41 023 \$	47 722 \$
10 133	9 792	27 016	89 886	164 616	14 639	68 057	218 542
3 464 384	3 101 361	3 140 762	2 692 075	2 295 763	1 700 310	1 749 506	1 503 572
3 490 325	3 140 125	3 167 778	2 801 661	2 474 132	1 762 966	1 858 586	1 769 836
1 810 340	1 728 236	1 482 354	1 444 063	1 336 924	1 014 500	932 627	949 552
5 300 665 \$	4 868 361 \$	4 650 132 \$	4 245 724 \$	3 811 056 \$	2 777 466 \$	2 791 213 \$	2 719 388 \$
65,8 %	64,5 %	68,1 %	66,0 %	64,9 %	63,5 %	66,6 %	65,1 %
7 425 613 \$	6 829 425 \$	6 144 214 \$	5 582 828 \$	5 131 979 \$	3 727 247 \$	3 666 647 \$	3 306 764 \$
1 960 204 \$	1 953 865 \$	1 897 358 \$	1 837 496 \$	1 819 445 \$	1 757 640 \$	1 779 427 \$	1 806 845 \$
38,50 %	38,50 %	38,50 %	38,50 %	38,50 %	38,50 %	38,50 %	38,50 %
8,90 %	8,90 %	8,90 %	8,90 %	9,69 %	9,09 %	9,20 %	8,94 %
7,50 %	7,50 %	7,50 %	7,50 %	7,50 %	7,50 %	7,50 %	7,50 %
5,60 %	5,95 %	6,07 %	6,14 %	5,88 %	5,60 %	5,21 %	5,25 %
38 527 \$	32 745 \$	31 899 \$	28 741 \$	30 008 \$	33 018 \$	36 806 \$	41 652 \$

RENSEIGNEMENTS AUX ACTIONNAIRES	
INFORMATIONS DE MARCHÉ DE VALENER	
<p>Actions ordinaires</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Actions ordinaires inscrites à la Bourse de Toronto sous le symbole « VNR ». ▪ Évolution du prix des actions ordinaires au cours des douze derniers mois (du 1^{er} octobre 2017 au 30 septembre 2018) : haut : 23,28 \$; bas : 19,00 \$. ▪ 39,2 millions d'actions ordinaires en circulation dont la juste valeur est de 747,9 millions \$ au 30 septembre 2018. 	
RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES	
<p>Valener offre un régime de réinvestissement des dividendes (« RRD ») aux termes duquel ses actionnaires peuvent choisir de réinvestir leurs dividendes en espèces dans des actions ordinaires additionnelles de Valener. Sous réserve d'exceptions limitées, seuls les résidents du Canada peuvent participer au régime.</p> <p>Le RRD permet aux actionnaires d'accroître leur placement dans les actions ordinaires de Valener grâce aux avantages et aux économies intéressantes qu'il procure :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ dividendes réinvestis de façon automatique; ▪ escompte sur le prix de l'action pouvant aller jusqu'à 5 %; ▪ aucuns frais de courtage ni frais d'administration; et ▪ régime administré pour les actionnaires. <p>Comme approuvé par le conseil d'administration, pour le dividende payable le 15 janvier 2019, le réinvestissement des dividendes en actions ordinaires supplémentaires se fera par une émission de nouvelles actions ordinaires par Valener à un escompte de 2 % par rapport au cours moyen pondéré pour la période de cinq jours de bourse précédant immédiatement la date de versement du dividende.</p> <p>Le processus d'adhésion au régime pour un actionnaire inscrit n'est pas le même que pour un actionnaire non inscrit (aussi appelé actionnaire véritable).</p> <p>Un actionnaire inscrit est un actionnaire dont le nom figure sur le certificat physique représentant ses actions. Un actionnaire inscrit admissible peut adhérer au RRD en communiquant avec l'agent des transferts, Société de fiducie AST (Canada), au 1 800 387-0825 ou par courriel à demandes@astfinancial.com et en remplissant le formulaire d'adhésion requis.</p> <p>Un actionnaire non inscrit est une personne dont les actions sont détenues pour son compte par un courtier en valeurs mobilières, une banque, une société de fiducie ou une autre institution financière. Un actionnaire non inscrit admissible qui souhaite adhérer au régime doit communiquer avec l'intermédiaire qui détient ses actions.</p> <p>Le texte complet du RRD est disponible dans la section « Investisseurs » du site Internet de Valener à www.valener.com/investisseurs/actions-et-dividendes.</p>	
AGENTS DE TRANSFERTS ET AGENT COMPTABLE DES REGISTRES	
<p>Société de fiducie AST (Canada), Téléphone : 1 800 387-0825 Courriel : demandes@astfinancial.com</p>	
DIVULGATION DES RÉSULTATS	RELATIONS AVEC LES INVESTISSEURS
<p>Après l'approbation du conseil d'administration, les résultats trimestriels et annuels seront connus vers les dates suivantes :</p> <p>T1-2019 : 8 février 2019 T2-2019 : 9 mai 2019 T3-2019 : 8 août 2019 T4-2019 : 22 novembre 2019</p>	<p>1717, rue du Havre, Montréal (Québec) H2K 2X3 Téléphone : 514 598-3253 Télécopieur : 514 521-8168 Courriel : investisseurs@valener.com</p> <p>Les rapports trimestriels et annuel ainsi que les communiqués de presse annonçant les résultats sont accessibles en consultant les sections « Investisseurs » et « Nouvelles » du site Internet de Valener à : www.valener.com/investisseurs/documents-financiers et www.valener.com/nouvelles, respectivement, ainsi que sur le site Internet www.sedar.com exploité par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières.</p>



**VALENER INC.
ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
DES EXERCICES CLOS LES 30 SEPTEMBRE 2018 ET 2017**



**ÉNERGIR, S.E.C.
ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
DES EXERCICES CLOS LES 30 SEPTEMBRE 2018 ET 2017**

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS			
EXERCICES CLOS LES 30 SEPTEMBRE 2018 ET 2017			
VALENER INC.		ÉNERGIR, S.E.C.	
Rapport de la direction du gestionnaire	81	Rapport de la direction	97
Rapport des auditeurs indépendants	82	Rapport des auditeurs indépendants	98
ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS		ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS	
ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS ET		ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS	
ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT ÉTENDU	83	ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT ÉTENDU	99
ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX		ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX	
PROPRES	84	PROPRES	101
BILANS CONSOLIDÉS	85	BILANS CONSOLIDÉS	102
ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE	86	ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE	103
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS...	87	NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS...	104

RAPPORT DE LA DIRECTION DU GESTIONNAIRE

RELATIVEMENT AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS DE VALENER INC.

Les états financiers consolidés de Valener Inc. ainsi que toute l'information contenue dans ce rapport relèvent de la responsabilité de la direction d'Énergir inc., en sa qualité de commandité d'Énergir, s.e.c., agissant à titre de gestionnaire de Valener Inc. (la direction du gestionnaire). La responsabilité de la direction du gestionnaire à cet égard inclut la sélection des méthodes comptables appropriées ainsi que l'exercice d'un jugement éclairé dans l'établissement d'estimations raisonnables et justes, en accord avec les principes comptables généralement reconnus des États-Unis et les ordonnances des organismes qui régissent les différentes activités de Valener Inc. L'information financière présentée ailleurs dans le présent rapport est compatible avec celle des états financiers consolidés. Cette information et les états financiers consolidés sont publiés avec l'approbation du conseil d'administration de Valener Inc.

La direction du gestionnaire s'est dotée de systèmes comptables et de contrôle interne conçus en vue de fournir une assurance raisonnable quant à la fiabilité des registres comptables et à la protection de l'actif.

Pour sa part, le conseil d'administration assume ses responsabilités à l'égard des états financiers consolidés principalement par l'entremise de son comité d'audit composé exclusivement d'administrateurs qui ne font pas partie de la direction du gestionnaire. Le comité d'audit a révisé toute l'information contenue dans ce rapport et les états financiers consolidés annuels et en a recommandé l'approbation par le conseil d'administration. Le comité d'audit étudie aussi de façon suivie les résultats financiers trimestriels et les résultats des travaux effectués par les auditeurs internes d'Énergir inc., en sa qualité de commandité d'Énergir, s.e.c., agissant à titre de gestionnaire de Valener Inc., et par les auditeurs externes indépendants sur les méthodes comptables ainsi que sur les systèmes de contrôle interne. De plus, il incombe à ce comité de recommander au conseil d'administration le choix des auditeurs externes. Les auditeurs externes et internes ont l'entière liberté de communiquer avec le comité d'audit.

Les états financiers consolidés de Valener Inc. aux 30 septembre 2018 et 2017 et pour les exercices clos à ces dates ont été audités par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., société de comptables professionnels agréés, selon les normes canadiennes d'audit. Ces audits ont comporté l'application de sondages et autres procédures qu'elle a jugé nécessaires dans les circonstances. Son opinion indépendante sur ces états financiers consolidés est présentée ci-après.

(signé)

SOPHIE BROCHU

La présidente et chef de la direction
d'Énergir inc., en sa qualité de commandité
d'Énergir, s.e.c., agissant à titre de
gestionnaire de Valener Inc.

(signé)

ÉRIC LACHANCE, CFA

Le vice-président principal, Réglementation, TI, logistiques
et chef des finances d'Énergir inc., en sa qualité de
commandité d'Énergir, s.e.c., et agissant à titre de
gestionnaire de Valener Inc.

Montréal (Canada)
Le 22 novembre 2018

RAPPORT DES AUDITEURS INDÉPENDANTS

AUX ACTIONNAIRES DE VALENER INC.

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de Valener Inc., qui comprennent les bilans consolidés au 30 septembre 2018 et au 30 septembre 2017, les états consolidés des résultats, du résultat étendu, des variations des capitaux propres et des flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates, ainsi que les notes, qui comprennent un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION POUR LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

La direction d'Énergir inc., en sa qualité de commandité d'Énergir, se.c., agissant à titre de gestionnaire de Valener Inc., est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

RESPONSABILITÉ DES AUDITEURS

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève de notre jugement, et notamment de notre évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, nous prenons en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

OPINION

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière consolidée de Valener Inc. au 30 septembre 2018 et au 30 septembre 2017, ainsi que de ses résultats d'exploitation consolidés et de ses flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos à ces dates, conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

(signé)

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.¹

Montréal (Canada)
Le 22 novembre 2018

¹ CPA auditeur, CA, permis de comptabilité publique n° A119245

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
REVENUS		
Quote-part des résultats d'Énergir, s.e.c.	62 622	69 823
Quote-part des résultats des Parcs éoliens SDB	5 515	3 177
Autres revenus liés à la convention d'administration et de soutien de gestion	1 023	1 007
	<u>69 160</u>	<u>74 007</u>
FRAIS		
Frais généraux et d'administration	2 116	2 125
Intérêts sur la dette à long terme	2 436	1 806
Frais financiers et autres	409	410
Gain sur instruments financiers dérivés (note 11)	—	(762)
	<u>4 961</u>	<u>3 579</u>
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	64 199	70 428
Impôts sur les bénéfices (note 8)	13 144	13 020
	<u>51 055</u>	<u>57 408</u>
BÉNÉFICE NET	51 055	57 408
BÉNÉFICE NET DE BASE ET DILUÉ PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars) (note 6)	1,19	1,37

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT ÉTENDU

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
BÉNÉFICE NET	51 055	57 408
AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU		
Quote-part des autres éléments du résultat étendu d'Énergir, s.e.c., après impôts sur les bénéfices	10 486	(9 828)
Quote-part des autres éléments du résultat étendu des Parcs éoliens SDB, après impôts sur les bénéfices	3 024	8 311
	<u>13 510</u>	<u>(1 517)</u>
RÉSULTAT ÉTENDU	64 565	55 891

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017

(en milliers de dollars)

	Capital-actions (note 6)	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 7)	Total des capitaux propres
Solde au 30 septembre 2017	752 586	(18 177)	22 618	757 027
Bénéfice net	—	51 055	—	51 055
Autres éléments du résultat étendu	—	—	13 510	13 510
Régime de réinvestissement des dividendes (note 6)	6 291	—	—	6 291
Dividendes aux actionnaires ordinaires	—	(45 311)	—	(45 311)
Dividendes aux actionnaires privilégiés	—	(4 620)	—	(4 620)
Solde au 30 septembre 2018	758 877	(17 053)	36 128	777 952
Solde au 30 septembre 2016	747 455	(27 409)	24 135	744 181
Bénéfice net	—	57 408	—	57 408
Autres éléments du résultat étendu	—	—	(1 517)	(1 517)
Régime de réinvestissement des dividendes (note 6)	5 131	—	—	5 131
Dividendes aux actionnaires ordinaires	—	(43 826)	—	(43 826)
Dividendes aux actionnaires privilégiés	—	(4 350)	—	(4 350)
Solde au 30 septembre 2017	752 586	(18 177)	22 618	757 027

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie	1 124	713
Montant à recevoir d'Énergir, s.e.c.	229	232
Distributions à recevoir d'Énergir, s.e.c.	14 948	14 948
Autres actifs	3	3
Total de l'actif à court terme	<u>16 304</u>	<u>15 896</u>
Actif à long terme		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	911 684	897 966
Total de l'actif à long terme	<u>911 684</u>	<u>897 966</u>
TOTAL DE L'ACTIF	<u>927 988</u>	<u>913 862</u>
PASSIF		
Passif à court terme		
Fournisseurs et charges à payer	162	136
Montant à payer à Énergir, s.e.c.	104	153
Impôts sur les bénéfices à payer	501	1 260
Dividendes à payer aux actionnaires ordinaires	11 362	11 274
Dividendes à payer aux actionnaires privilégiés	1 155	1 088
Total du passif à court terme	<u>13 284</u>	<u>13 911</u>
Passif à long terme		
Dette à long terme	85 867	103 759
Impôts reportés	50 885	39 165
Total du passif à long terme	<u>136 752</u>	<u>142 924</u>
TOTAL DU PASSIF	<u>150 036</u>	<u>156 835</u>
CAPITAUX PROPRES		
Capital-actions (note 6)	758 877	752 586
Déficit	(17 053)	(18 177)
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 7)	36 128	22 618
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES	<u>777 952</u>	<u>757 027</u>
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES	<u>927 988</u>	<u>913 862</u>

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Au nom du conseil d'administration,

(signé)

FRANÇOIS GERVAIS, CPA, CA
Administrateur

(signé)

PIERRE MONAHAN
Administrateur

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices clos les 30 septembre

(en milliers de dollars)

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION		
Bénéfice net	51 055	57 408
Ajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie d'exploitation :		
Distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	69 419	64 907
Quote-part des résultats d'Énergir, s.e.c.	(62 622)	(69 823)
Quote-part des résultats des Parcs éoliens SDB	(5 515)	(3 177)
Gain sur instruments financiers dérivés	—	(762)
Impôts reportés	10 473	10 160
Autres	141	142
Variation des actifs et passifs d'exploitation (note 9)	(774)	1 482
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	62 177	60 337
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		
Règlement d'instruments financiers dérivés	—	(7 812)
Acquisition de parts dans Énergir, s.e.c.	—	(29 002)
Acquisition de parts dans les Parcs éoliens SDB	(247)	(156)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(247)	(36 970)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		
Variation de dettes à long terme	(18 034)	18 392
Dividendes aux actionnaires ordinaires	(38 932)	(37 852)
Dividendes aux actionnaires privilégiés	(4 553)	(4 350)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(61 519)	(23 810)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE	411	(443)
TRÉSORERIE AU DÉBUT	713	1 156
TRÉSORERIE À LA FIN	1 124	713

Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie (note 9)

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

1. NATURE DES ACTIVITÉS

Valener Inc. (« Valener ») est constituée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*.

Valener détient, entre autres, une participation de 29,0 % dans Énergir, s.e.c. (auparavant « Société en commandite Gaz Métro »), dont les activités principales sont la distribution de gaz naturel au Québec et au Vermont (États-Unis) et la distribution d'électricité au Vermont. Valener détient également une participation de 49,0 % dans Beupré Éole, S.E.N.C. et Beupré Éole 4, S.E.N.C., qui détiennent 50 % de Parcs éoliens de la Seigneurie de Beupré 2 et 3, Société en nom collectif et Parc éolien de la Seigneurie de Beupré 4, S.E.N.C. (collectivement les « Parcs éoliens SDB ») dont les activités sont essentiellement l'exploitation de parcs éoliens situés sur les terres privées de la Seigneurie de Beupré au Québec.

Les actions ordinaires et les actions privilégiées à taux rajustable et à dividende cumulatif de série A (« actions privilégiées de série A ») de Valener sont inscrites et se négocient à la Bourse de Toronto (« TSX ») sous les symboles « VNR » et « VNR.PR.A », respectivement.

2. MÉTHODES COMPTABLES

PRÉSENTATION DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Les états financiers consolidés de Valener sont préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis.

Valener a obtenu des dispenses des Autorités canadiennes en valeurs mobilières (« ACVM ») afin de lui permettre d'utiliser les PCGR des États-Unis. En mars 2018, les ACVM ont approuvé le prolongement de la dispense obtenue en 2015, couvrant les exercices 2016 à 2018, pour une période supplémentaire de cinq ans. Ainsi, Valener continuera d'utiliser les PCGR des États-Unis pour la préparation de ses états financiers consolidés annuels et intermédiaires jusqu'à la première des dates suivantes, soit le 1^{er} janvier 2024 ou la date prescrite par l'*International Accounting Standards Board* pour l'application obligatoire d'une norme propre aux activités à tarifs réglementés.

PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Les états financiers consolidés de Valener comprennent les comptes de Valener et de ses filiales. Toutes les transactions et tous les soldes intersociétés ont été éliminés.

UTILISATION D'ESTIMATIONS

Afin de dresser les états financiers consolidés, la direction d'Énergir inc., en sa qualité de commandité d'Énergir, s.e.c., agissant à titre de gestionnaire de Valener (la « direction du gestionnaire »), doit faire des estimations et établir des hypothèses qui ont une incidence sur les montants de l'actif et du passif figurant au bilan consolidé, sur les éventualités mentionnées à la date des états financiers consolidés et sur les montants des composantes des états consolidés des résultats et du résultat étendu de l'exercice. Les résultats réels pourraient être différents de ces estimations. Les éléments des états financiers consolidés qui requièrent davantage l'utilisation d'estimations comprennent l'évaluation des actifs à long terme, plus particulièrement l'évaluation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation, les impôts sur les bénéfices ainsi que la juste valeur des instruments financiers dérivés.

PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

Valener comptabilise ses participations dans des satellites à la valeur de consolidation. La valeur de consolidation est une méthode de comptabilisation selon laquelle Valener comptabilise initialement le placement au coût et ensuite vient ajuster la valeur comptable en enregistrant la quote-part des résultats et la quote-part des opérations affectant l'avoir de la société satellite. Valener a utilisé l'approche des distributions par nature pour la comptabilisation des distributions reçues de ses participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Selon cette approche, les distributions qui sont générées par les activités d'exploitation sont présentées dans les activités d'exploitation alors que les distributions qui représentent un remboursement de capital sont présentées dans les activités d'investissement.

La direction du gestionnaire procède périodiquement à une analyse individuelle des participations de Valener dans des satellites, et lorsqu'elles subissent une moins-value durable, la valeur comptable est ramenée à la juste valeur et la perte est comptabilisée dans les résultats.

Participation dans Énergir, s.e.c.

Les activités de distribution de gaz naturel au Québec d'Énergir, s.e.c. sont réglementées par la Régie de l'énergie. De plus, Énergir, s.e.c. exerce, par l'intermédiaire de certaines filiales, certaines coentreprises et certains satellites, d'autres activités qui sont soumises à la réglementation d'autres organismes, tels que le Vermont Public Utility Commission, l'Office national de l'énergie et la Federal Energy Regulatory Commission.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Valener est imposable sur l'ensemble de ses bénéfices, tel qu'il est déterminé par les lois fiscales en vigueur, incluant les bénéfices provenant de ses participations dans des satellites constitués en sociétés en commandite puisque le bénéfice de ces dernières est imposable auprès de leurs associés.

Valener utilise la méthode de l'actif et du passif fiscal pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôts reportés sont déterminés en fonction des écarts temporaires entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs et des passifs de Valener ainsi que de sa quote-part des écarts temporaires des satellites constitués en sociétés en commandite. Ils sont mesurés en appliquant, à la date des états financiers consolidés, les taux d'imposition et les lois fiscales en vigueur pour les exercices au cours desquels les écarts temporaires sont censés se résorber. L'incidence d'une modification des taux d'imposition sur les actifs et passifs d'impôts reportés est incluse dans les résultats de la période au cours de laquelle la modification est entrée en vigueur. Dans tous les cas, les actifs d'impôts reportés sont comptabilisés seulement s'il est plus probable qu'improbable qu'ils se réaliseront. La contrepartie des impôts reportés relatifs aux activités des satellites assujetties à la réglementation des tarifs est reflétée dans leur participation.

INSTRUMENTS FINANCIERS

Un instrument financier est un contrat qui donne lieu à un actif financier pour l'une des parties au contrat et un passif financier ou un instrument de capitaux propres pour l'autre partie. Les instruments financiers sont comptabilisés au bilan consolidé lorsque Valener devient partie aux obligations contractuelles de l'instrument.

Les actifs et les passifs financiers évalués à la juste valeur sont répartis selon trois niveaux établis en fonction du caractère observable des données entrant dans leur évaluation. La hiérarchie de la juste valeur comprend les trois niveaux suivants :

- Niveau 1 - les actifs et passifs évalués à la juste valeur en fonction des cours non ajustés s'appliquant à des actifs et à des passifs identiques sur des marchés actifs et accessibles à la date d'évaluation.
- Niveau 2 - les évaluations établies au moyen de données directement ou indirectement observables, sauf les prix cotés inclus dans le niveau 1.
- Niveau 3 - les évaluations basées sur des données qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables (données non observables).

La hiérarchie des justes valeurs exige l'utilisation de données observables sur le marché chaque fois que de telles données existent. Un instrument financier est classé au niveau le plus bas de la hiérarchie pour lequel une donnée importante a été prise en compte dans l'évaluation à la juste valeur.

RELATIONS DE COUVERTURE

Des instruments financiers dérivés sont utilisés pour réduire ou éliminer les risques inhérents à certaines opérations. Les risques inhérents que présentent ces opérations découlent des variations des taux d'intérêt sur la facilité de crédit. L'utilisation d'instruments financiers dérivés vise donc à s'assurer que les variations des flux de trésorerie découlant de ces opérations soient contrebalancées par les variations des flux de trésorerie des instruments financiers dérivés. Aucun instrument financier dérivé n'est détenu ni n'a été émis à des fins spéculatives.

Relations de couverture admissibles à la comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture est appliquée pour les transactions qui y sont admissibles, ce qui comprend les couvertures de flux de trésorerie.

Toutes les relations entre les instruments de couverture et les éléments couverts sont documentées formellement, de même que les objectifs et la stratégie de gestion de risque motivant les opérations de couverture. De plus, l'efficacité de la couverture est évaluée quantitativement au moment de sa mise en place. Par la suite, une évaluation qualitative

est effectuée chaque trimestre afin d'identifier si des faits et événements sont survenus et qui pourraient entraîner un impact potentiel sur l'efficacité de la relation de couverture et la nécessité de procéder à un test quantitatif. La comptabilité de couverture est abandonnée prospectivement lorsque les éléments de couverture ou couverts cessent d'exister puisqu'ils sont vendus ou liquidés, ou si la désignation de couverture cesse.

Dans le cas d'une relation de couverture des flux de trésorerie, les totalités des variations de la juste valeur d'un instrument financier dérivé désigné comme élément de couverture sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu. Les montants antérieurement constatés au cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés aux résultats, lorsque l'élément couvert est réglé, dans le poste auquel la relation de couverture était dédiée.

COÛTS DE TRANSACTION

Valener engage des coûts de transaction principalement lors d'une émission de titres d'emprunt ou lors d'une émission d'actions. Ces coûts sont déduits de la valeur comptable de la dette afférente et ils sont amortis selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Le capital-actions est présenté déduction faite des frais d'émission d'actions.

BÉNÉFICE NET DE BASE ET DILUÉ PAR ACTION ORDINAIRE

Le bénéfice net de base par action ordinaire est calculé en divisant le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Aux 30 septembre 2018 et 2017, il n'existe aucun instrument ayant un effet dilutif sur le bénéfice net de base par action ordinaire.

3. MODIFICATIONS COMPTABLES

NORME RÉCEMMENT ADOPTÉE

Comptabilité de couverture

Le 1^{er} juillet 2018, Valener a adopté par anticipation et de façon rétrospective modifiée l'Accounting Standard Update (« ASU ») ASU 2017-12, *Derivatives and Hedging (Topic 815): Targeted Improvements to Accounting for Hedging Activities*. Les nouvelles directives visent à simplifier la comptabilité de couverture et à améliorer la présentation des relations de couvertures aux états financiers afin de mieux présenter les résultats économiques des activités de gestion de risques d'une entité. L'adoption de ces nouvelles directives n'a pas eu d'impacts significatifs sur les états financiers consolidés de Valener.

NORMES PUBLIÉES MAIS NON ENCORE ENTRÉES EN VIGUEUR

Instruments financiers

En janvier 2016, le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») a publié l'ASU 2016-01, *Financial Instruments – Overall (Subtopic 825-10): Recognition and Measurement of Financial Assets and Financial Liabilities*. Cette norme modifie certaines exigences sur le plan de la présentation, de l'évaluation et de la divulgation requise reliées aux instruments financiers. Plus précisément, les placements dans des titres de capitaux propres, à l'exception des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ou celles consolidées, doivent être présentés à la juste valeur et toute variation de la juste valeur doit être comptabilisée à l'état des résultats. Ces directives s'appliqueront de façon prospective aux états financiers intermédiaires et annuels à compter de l'exercice débutant le 1^{er} octobre 2018. Valener ne prévoit pas que ces directives auront une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Flux de trésorerie

En août 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-15, *Statement of Cash Flows (Topic 230): Classification of Certain Cash Receipts and Cash Payments*. Cette norme a pour objectif de réduire les différentes pratiques de présentation à l'état des flux de trésorerie pour huit transactions spécifiques. Cette directive s'appliquera de façon rétrospective aux états financiers intermédiaires et annuels à compter de l'exercice débutant le 1^{er} octobre 2018. Valener ne prévoit pas que l'adoption de ces nouvelles directives ait un impact significatif sur ses états financiers consolidés.

VALENER INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

Impôts sur les bénéfices

En octobre 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-16, *Income Taxes (Topic 740): Intra-Entity Transfers of Assets Other Than Inventory*. Cette norme modifie les directives concernant la comptabilisation des impôts exigibles lors des transferts d'actifs entre entités, autres que les stocks. Les conséquences fiscales devront, en vertu de ces nouvelles directives, être constatées lorsque le transfert de l'actif aura eu lieu. Ces directives s'appliqueront aux états financiers intermédiaires et annuels à compter de l'exercice débutant le 1^{er} octobre 2018 et Valener prévoit utiliser une approche rétrospective modifiée. Valener ne prévoit pas que l'adoption de ces nouvelles directives ait un impact significatif sur ses états financiers consolidés.

4. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

	Taux de participation (en %)	2018	2017
Participation dans Énergir, s.e.c. (a)	29,0	901 288	887 773
Participation dans les Parcs éoliens SDB (b)	49,0	10 396	10 193
		911 684	897 966

(a) Au cours de l'exercice 2018, Valener n'a souscrit à aucune part d'Énergir, s.e.c. (1 318 291 parts d'Énergir, s.e.c. pour une contrepartie en espèces de 29 002 \$ au cours de l'exercice 2017). La participation dans Énergir, s.e.c. comprend un écart d'acquisition totalisant 348 506 \$ au 30 septembre 2018 (345 757 \$ au 30 septembre 2017).

(b) Au cours de l'exercice 2018, Valener a souscrit, à hauteur de sa participation actuelle dans les Parcs éoliens SDB, 247 129 parts des Parcs éoliens SDB pour une contrepartie en espèces de 247 \$ (156 242 parts des Parcs éoliens SDB pour une contrepartie totale en espèces de 156 \$ au cours de l'exercice 2017).

5. DETTE À LONG TERME

	Montant maximum autorisé	Échéance	2018	2017
Facilité de crédit	200 000	2023	85 867	103 759

En avril 2018, Valener a prolongé l'échéance de sa facilité de crédit jusqu'en mars 2023. Cette facilité de crédit est garantie par les parts d'Énergir, s.e.c. et les actions de Valener Éole Inc. détenues par Valener et porte intérêt à des taux variables fondés sur le taux des acceptations bancaires ou le taux préférentiel, majorés selon les modalités de cette facilité de crédit. Le taux d'intérêt effectif pour l'exercice clos le 30 septembre 2018 est de 2,86 % (2,18 % en 2017).

Le montant emprunté de la facilité de crédit au 30 septembre 2018 est présenté déduction faite des frais de financement de 284 \$ (426 \$ au 30 septembre 2017). L'amortissement des frais de financement reportés est de 142 \$ pour l'exercice 2018 (142 \$ pour l'exercice 2017).

La dette à long terme de Valener est soumise à des clauses restrictives en ce qui concerne le maintien de certains ratios financiers ou le respect de certaines conditions en tout temps. Entre autres, sur la base de ses états financiers non consolidés, Valener doit respecter un ratio de couverture des intérêts d'au moins 3,00 fois et un ratio de dette à long terme sur le total des distributions et dividendes reçus réduit des frais généraux et d'administration de moins de 4,25 fois. Le ratio de couverture des intérêts est obtenu en faisant le rapport entre (i) le total des distributions et dividendes reçus réduit des frais généraux et d'administration et (ii) le total des intérêts sur la dette à long terme. Pour l'exercice clos le 30 septembre 2018, ces ratios étaient de 26,75 fois (29,32 fois pour 2017) et de 1,33 fois (1,72 fois pour 2017), respectivement. Valener respecte toutes les conditions relatives à sa facilité de crédit aux 30 septembre 2018 et 2017.

En septembre 2018, Valener a conclu des accords de crédit croisé d'une valeur nominale de 61 000 \$ dans le but de couvrir le risque de fluctuation des taux d'intérêt sur sa facilité de crédit. Le taux fixe de ces transactions se situe à 2,57 % et 2,37 %.

VALENER INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

6. CAPITAL-ACTIONS

AUTORISÉ

Le capital autorisé de Valener comprend un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale et 10 000 000 d'actions privilégiées, sans droit de vote, pouvant être émises en séries, incluant jusqu'à 4 000 000 d'actions privilégiées de série A et 4 000 000 d'actions privilégiées de série B.

ÉMIS ET EN CIRCULATION

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
39 179 713 actions ordinaires (38 877 164 au 30 septembre 2017)	661 397	655 106
4 000 000 actions privilégiées de série A	97 480	97 480
	<u>758 877</u>	<u>752 586</u>

Actions ordinaires

Valener offre à ses actionnaires un régime de réinvestissement des dividendes (« RRD ») en vertu duquel ils peuvent choisir de réinvestir automatiquement la totalité ou une partie de leurs dividendes en espèces dans des actions ordinaires supplémentaires de Valener. Les actions de Valener ainsi achetées peuvent, au gré de Valener, être des actions nouvellement émises ou être acquises sur le marché libre. Si les actions de Valener devant être achetées aux termes du RRD sont des actions nouvellement émises, le prix de ces actions correspond au cours moyen pondéré des actions de Valener à la TSX pour la période de cinq jours de bourse précédant immédiatement la date de versement du dividende sur les actions de Valener (cours moyen pondéré) et peut refléter, au gré de Valener, un escompte pouvant atteindre 5 %. Si les actions sont achetées sur le marché libre par l'entremise de la TSX, l'agent des transferts achète les actions en question durant une période de dix jours ouvrables à compter de la date de versement du dividende.

Aucuns frais de courtage ni frais d'administration ne sont payables par les actionnaires à l'égard des achats ou des retraits d'actions de Valener aux termes du RRD, et tous les frais liés à l'administration du RRD sont pris en charge par Valener.

Au cours de l'exercice 2018, dans le cadre du RRD, 302 549 actions ordinaires ont été émises (243 507 pour l'exercice 2017) pour un montant total de 6 291 \$ (5 131 \$ pour l'exercice 2017).

Actions privilégiées

Depuis le 15 octobre 2017, les actions privilégiées de série A donnent droit à des dividendes cumulatifs de 1,155 \$ par action par année, payables trimestriellement, soit un rendement de 4,62 % par année pour la période prenant fin le 15 octobre 2022. Les actions privilégiées de série A donnaient droit à des dividendes cumulatifs de 1,0875 \$ par action par année, soit un rendement de 4,35 % par année, payables trimestriellement, pour la période initiale prenant fin le 15 octobre 2017. Le taux de rendement du dividende a été rajusté le 15 octobre 2017, et sera rajusté tous les cinq ans par la suite pour qu'il corresponde au taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada de cinq ans, majoré de 2,81 %.

Selon les modalités des actions privilégiées de série A, Valener pouvait racheter, le 15 octobre 2017, les actions privilégiées de série A à un prix de 25,00 \$ par action. Comme approuvé par son conseil d'administration le 8 août 2017, Valener n'a pas exercé son option de rachat le 15 octobre 2017. Valener pourra racheter les actions privilégiées de série A à compter du 15 octobre 2022 et, par la suite, le 15 octobre tous les cinq ans, à un prix de 25,00 \$ par action, conformément à leurs modalités.

Les modalités ayant trait aux actions privilégiées de série A prévoient une option permettant aux détenteurs de celles-ci de convertir leurs actions privilégiées de série A en actions privilégiées de série B le 15 octobre 2017 et, par la suite, le 15 octobre tous les cinq ans, à raison d'une action privilégiée de série B pour chaque action privilégiée de série A convertie à condition que, à la suite de la conversion, au moins 1 000 000 d'actions de série B soient en circulation. Les porteurs d'actions privilégiées de série B auraient le droit de recevoir des dividendes trimestriels cumulatifs à un taux variable annuel égal au taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada de trois mois, majoré de 2,81 %. Les actions privilégiées de série B seraient rachetables au gré de Valener à un prix de 25,00 \$ à compter du 15 octobre 2027 et, par la suite, le 15 octobre tous les cinq ans, et à un prix de 25,50 \$ à toute date qui n'est pas une date de conversion après le 15 octobre 2027.

VALENER INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

Le 15 octobre 2017, le nombre d'actions privilégiées de série A remises aux fins de conversion étant inférieur au seuil de 1 000 000 fixé pour donner effet à la conversion, aucune action privilégiée de série A de Valener n'a été convertie en actions privilégiées de série B à cette date.

BÉNÉFICE NET DE BASE ET DILUÉ PAR ACTION ORDINAIRE

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Bénéfice net	51 055	57 408
Moins :		
Dividendes cumulatifs sur actions privilégiées de série A	4 620	4 350
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	<u>46 435</u>	<u>53 058</u>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires de base et dilué en circulation (en milliers)	<u>39 049</u>	<u>38 773</u>
Bénéfice net de base et dilué par action ordinaire (en dollars)	<u>1,19</u>	<u>1,37</u>

7. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu s'établissent comme suit :

	Quote-part des autres éléments du résultat étendu		
	<u>Énergir, s.e.c.</u>	<u>Parcs éoliens SDB</u>	<u>Total</u>
Solde au 30 septembre 2017	27 091	(4 473)	22 618
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements aux résultats	11 366	2 461	13 827
Autres éléments du résultat étendu reclassés aux résultats	816	1 608	2 424
	<u>12 182</u>	<u>4 069</u>	<u>16 251</u>
Impôts sur les bénéfices	(1 696)	(1 045)	(2 741)
	<u>10 486</u>	<u>3 024</u>	<u>13 510</u>
Solde au 30 septembre 2018	<u>37 577</u>	<u>(1 449)</u>	<u>36 128</u>

	Quote-part des autres éléments du résultat étendu		
	<u>Énergir, s.e.c.</u>	<u>Parcs éoliens SDB</u>	<u>Total</u>
Solde au 30 septembre 2016	36 919	(12 784)	24 135
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements aux résultats	(12 495)	9 045	(3 450)
Autres éléments du résultat étendu reclassés aux résultats	1 535	2 262	3 797
	<u>(10 960)</u>	<u>11 307</u>	<u>347</u>
Impôts sur les bénéfices	1 132	(2 996)	(1 864)
	<u>(9 828)</u>	<u>8 311</u>	<u>(1 517)</u>
Solde au 30 septembre 2017	<u>27 091</u>	<u>(4 473)</u>	<u>22 618</u>

8. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	64 199	70 428
Impôts exigibles	2 671	2 860
Impôts reportés	10 473	10 160
Impôts sur les bénéfices	<u>13 144</u>	<u>13 020</u>

VALENER INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

RAPPROCHEMENT DES TAUX D'IMPOSITION SUR LES BÉNÉFICES

Le taux effectif d'impôts sur les bénéfices est différent du taux calculé en vertu de la loi fiscale canadienne. Cet écart entre le taux d'imposition statutaire et le taux effectif d'impôts sur les bénéfices est expliqué dans le tableau suivant :

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	64 199	70 428
Taux statutaire d'impôts sur les bénéfices (en %)	26,7	26,8
Impôts sur les bénéfices, au taux statutaire	17 141	18 875
Augmentation (diminution) découlant des éléments suivants :		
Impôts reportés se rapportant aux activités à tarifs réglementés	1 016	1 495
Impôts sur les bénéfices de sociétés par actions détenues par une société satellite	(7 083)	(9 924)
Impôts reportés reliés à l'écart externe sur la participation dans un satellite	2 090	3 446
Effet net des éléments non imposables et autres	(20)	(872)
Impôts sur les bénéfices	13 144	13 020
Taux effectif d'impôts sur les bénéfices (en %)	20,5	18,5

COMPOSANTES DES IMPÔTS REPORTÉS

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Participation dans Énergir, s.e.c.	(28 423)	(26 477)
Participation dans les Parcs éoliens SDB	(33 528)	(28 482)
Pertes autres qu'en capital	11 297	16 023
Autres	(231)	(229)
Passif d'impôts reportés net	(50 885)	(39 165)

Au 30 septembre 2018, une provision pour moins-value de 5 533 \$ (4 561 \$ au 30 septembre 2017) a été comptabilisée à l'égard des actifs d'impôts reportés liés aux reports prospectifs des pertes en capital des instruments financiers d'un satellite dont les variations de juste valeur sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu.

Les pertes autres qu'en capital sont principalement composées de pertes qui ont été réalisées par les filiales de Valener. Celles-ci jugent qu'il est plus probable qu'improbable qu'elles seront en mesure d'utiliser leurs pertes autres qu'en capital de 42 630 \$ avant qu'elles ne viennent à échéance, soit entre 2032 et 2038, compte tenu des renversements des écarts temporaires déductibles et des revenus imposables futurs attendus.

Au 30 septembre 2018, le passif d'impôts reportés net de Valener relativement à sa participation dans Énergir, s.e.c. inclut un passif d'impôts reportés de 10 509 \$ (passif d'impôts reportés de 6 971 \$ au 30 septembre 2017) lié à l'excédent de la valeur fiscale de sa participation dans Énergir, s.e.c. par rapport à la valeur comptable (l'« écart temporaire externe »). Les impôts reportés relatifs à l'écart temporaire externe ont été comptabilisés en partie à l'état consolidé des résultats pour une charge de 2 090 \$ (charge de 3 625 \$ pour 2017) et en partie à l'état consolidé du résultat étendu pour une économie de 1 448 \$ (économie de 1 667 \$ pour 2017).

VALENER INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

9. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

	Exercices clos les 30 septembre	
	2018	2017
Variation des actifs et passifs d'exploitation :		
Montant à recevoir d'Énergir, s.e.c.	3	(2)
Fournisseurs et charges à payer	26	(41)
Montant à payer à Énergir, s.e.c.	(49)	(53)
Impôts sur les bénéfices à payer	(754)	1 578
	(774)	1 482
Autres informations sur les éléments de trésorerie :		
Intérêts versés	2 387	1 782
Impôts versés	3 424	1 281

10. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Toutes les opérations entre apparentés suivantes sont réalisées dans le cours normal des activités et, sauf indication contraire, sont mesurées à la valeur d'échange, soit le montant de la contrepartie établi et convenu par les apparentés.

CONVENTION D'ADMINISTRATION ET DE SOUTIEN DE GESTION

Énergir, s.e.c. et Valener ont conclu une convention d'administration et de soutien de gestion (« convention d'administration »), échéant en 2025, aux termes de laquelle, notamment :

- Énergir, s.e.c., directement ou par l'intermédiaire d'Énergir inc., son commandité, fournit à Valener certains services d'administration et de soutien de gestion se rapportant uniquement à la participation de Valener dans Énergir, s.e.c. et aux questions relatives aux sociétés ouvertes et, dans certains cas, certains services supplémentaires. Énergir, s.e.c. a facturé à Valener des services d'administration et de soutien de gestion de 716 \$ pour l'exercice 2018 (698 \$ pour l'exercice 2017); et
- Énergir, s.e.c. rembourse à Valener 1 000 \$ indexé par année pour les frais administratifs généraux que cette dernière engage incluant les coûts afférents aux sociétés ouvertes. Dans le cadre de cette convention d'administration, Valener a facturé à Énergir, s.e.c. des frais de 1 023 \$ pour l'exercice 2018 (1 007 \$ pour l'exercice 2017).

11. INSTRUMENTS FINANCIERS

INSTRUMENTS FINANCIERS NON DÉRIVÉS

Les instruments financiers non dérivés comprennent la trésorerie, le montant à recevoir d'Énergir, s.e.c., les distributions à recevoir d'Énergir, s.e.c., les fournisseurs et charges à payer, les dividendes à payer aux actionnaires ordinaires et aux actionnaires privilégiés et la dette à long terme. La juste valeur estimative des instruments financiers non dérivés tend vers leur valeur comptable en raison de leurs échéances rapprochées puisque leurs modalités sont comparables à celles du marché actuel pour des instruments similaires. Tous les instruments financiers non dérivés sont classés au niveau 2 dans la hiérarchie de juste valeur, à l'exception de la trésorerie qui est classée au niveau 1. Il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1 et 2 au cours des exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017.

INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

En octobre 2016, Valener a procédé au règlement de ses accords de crédit croisé d'une valeur nominale totale de 44 757 \$, pour un montant de 7 812 \$. Un gain de 762 \$ découlant des variations de la juste valeur de ces instruments a été comptabilisé dans l'état consolidé des résultats pour l'exercice 2017 puisque les conditions permettant d'appliquer la comptabilité de couverture n'étaient pas remplies.

En septembre 2018, Valener a conclu des accords de crédit croisé d'une valeur nominale de 61 000 \$ dans le but de couvrir le risque de fluctuation des taux d'intérêt sur sa facilité de crédit. Les conditions permettant d'appliquer la comptabilité de couverture ayant été réunies, les variations de juste valeur sont donc comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu.

Au 30 septembre 2018, la juste valeur de ces accords de crédit croisé est nulle et a été calculée selon la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés en fonction d'une hypothèse des taux d'actualisation de 2,67 % et 2,40 % pour chacune des deux tranches. Au 30 septembre 2018, le caractère observable des données entrant dans l'évaluation des accords de crédit croisé correspond au niveau 2, tel que décrit à la note 2.

12. GESTION DES RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

APERÇU DE LA GESTION DES RISQUES

Les stratégies, les politiques et les contrôles en place sont conçus pour assurer que les risques assumés par Valener relativement à ses instruments financiers soient conformes aux exigences réglementaires, aux objectifs de Valener et à sa tolérance aux risques. Les risques sont gérés à l'intérieur des limites établies par son conseil d'administration et mises en application par la direction du gestionnaire.

RISQUE DE MARCHÉ

Valener est exposée à un risque de marché lié au taux d'intérêt en raison de sa dette à long terme, qui porte intérêt à des taux variables. Valener cherche à maintenir une structure de capital appropriée afin de réduire l'incidence de la fluctuation des taux d'intérêt. De plus, Valener a également eu recours à des accords de crédit croisé pour fixer une partie de sa dette à taux variable.

RISQUE DE CRÉDIT

Le risque de crédit représente le risque qu'une contrepartie aux instruments financiers ne soit pas en mesure de s'acquitter de ses obligations conformément aux conditions des ententes intervenues avec elle et qu'il en résulte une perte financière. Le risque de crédit maximal lié aux contreparties correspond à la valeur comptable des instruments financiers présentés à l'actif du bilan consolidé. La contrepartie principale aux instruments financiers présentés à l'actif du bilan consolidé est Énergir, s.e.c. Dans la mesure où toutes les autres variables demeurent constantes et tenant compte des accords de crédit croisé conclus en septembre 2018 pour fixer une partie de sa dette à taux variable, une hausse de 100 points de base des taux d'intérêt aurait eu un impact à la baisse sur le bénéfice net consolidé de 276 \$ tandis qu'une baisse de 100 points de base des taux d'intérêt aurait eu un impact à la hausse sur le bénéfice net consolidé de 281 \$.

RISQUE DE LIQUIDITÉ

Le risque de liquidité est le risque que Valener ne soit pas en mesure de faire face à ses engagements financiers à leur échéance. Valener gère le risque de liquidité en établissant des prévisions de flux de trésorerie afin de déterminer ses besoins en financement et en s'assurant qu'elle dispose des liquidités et d'une facilité de crédit suffisantes pour combler ses besoins et pour respecter ses engagements à leur échéance. La facilité de crédit engagée ainsi que l'accès aux marchés des capitaux permettent de répondre à ses besoins. Cependant, toute réduction importante de la capacité de Valener d'accéder aux marchés des capitaux à des conditions acceptables, en raison notamment de toute détérioration importante de la conjoncture économique, de l'état général des marchés financiers ou de la perception négative sur les marchés financiers de la situation ou des perspectives financières de Valener, pourrait avoir un effet défavorable sur les activités, la situation financière ou le bénéfice net de Valener.

13. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Les présents états financiers consolidés et les notes afférentes reflètent l'évaluation par Valener des événements postérieurs à la date de clôture jusqu'au 22 novembre 2018, date d'approbation des états financiers consolidés.

DÉCLARATION D'UN DIVIDENDE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES

Le 22 novembre 2018, le conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel de 0,30 \$ par action ordinaire, pour le trimestre clos le 31 décembre 2018, payable le 15 janvier 2019 aux actionnaires ordinaires inscrits aux registres à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2018.

DÉCLARATION D'UN DIVIDENDE AUX ACTIONNAIRES PRIVILÉGIÉS

Le 22 novembre 2018, le conseil d'administration a également déclaré un dividende de 0,28875 \$ par action privilégiée de série A, pour la période du 16 octobre 2018 au 15 janvier 2019, payable le 15 janvier 2019, aux actionnaires privilégiés inscrits aux registres à la fermeture des bureaux le 8 janvier 2019.

14. INFORMATIONS COMPARATIVES

Certains chiffres de l'exercice précédent présentés à des fins de comparaison ont été reclassés en fonction de la présentation adoptée pour le présent exercice.

RAPPORT DE LA DIRECTION

RELATIVEMENT AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS D'ÉNERGIR, S.E.C.

Les états financiers consolidés d'Énergir, s.e.c. ainsi que toute l'information contenue dans ce rapport relèvent de la responsabilité de la direction d'Énergir inc., en sa qualité de commandité d'Énergir, s.e.c. La responsabilité de la direction d'Énergir inc. à cet égard inclut la sélection des méthodes comptables appropriées ainsi que l'exercice d'un jugement éclairé dans l'établissement d'estimations raisonnables et justes, en accord avec les principes comptables généralement reconnus des États-Unis et les ordonnances des organismes qui régissent les différentes activités à tarifs réglementés d'Énergir, s.e.c. L'information financière présentée ailleurs dans le présent rapport est compatible avec celle des états financiers consolidés. Cette information et les états financiers consolidés sont publiés avec l'approbation du conseil d'administration d'Énergir inc.

La direction d'Énergir inc. s'est dotée de systèmes comptables et de contrôle interne conçus en vue de fournir une assurance raisonnable quant à la fiabilité des registres comptables et à la protection de l'actif.

Pour sa part, le conseil d'administration d'Énergir inc. assume ses responsabilités à l'égard des états financiers consolidés principalement par l'entremise de son comité d'audit composé exclusivement d'administrateurs qui ne font pas partie de la direction d'Énergir inc. Le comité d'audit a révisé toute l'information contenue dans ce rapport et les états financiers consolidés annuels et en a recommandé l'approbation par le conseil d'administration. Le comité d'audit étudie aussi de façon suivie les résultats financiers trimestriels et les résultats des travaux effectués par les auditeurs internes et les auditeurs externes indépendants sur les méthodes comptables ainsi que sur les systèmes de contrôle interne. De plus, il incombe à ce comité de recommander au conseil d'administration le choix des auditeurs externes. Les auditeurs externes et internes ont l'entière liberté de communiquer avec le comité d'audit.

Les états financiers consolidés d'Énergir, s.e.c. aux 30 septembre 2018 et 2017 et pour les exercices clos à ces dates ont été audités par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., société de comptables professionnels agréés, selon les normes canadiennes d'audit. Ces audits ont comporté l'application de sondages et autres procédures qu'elle a jugé nécessaires dans les circonstances. Son opinion indépendante sur ces états financiers consolidés est présentée ci-après.

(signé)

SOPHIE BROCHU

La présidente et chef de la direction
d'Énergir inc., en sa qualité de commandité
d'Énergir, s.e.c.

(signé)

ÉRIC LACHANCE, CFA

Le vice-président principal,
Réglementation, TI, logistique et chef des finances
d'Énergir inc., en sa qualité de commandité d'Énergir, s.e.c.

Montréal (Canada)
Le 22 novembre 2018

RAPPORT DES AUDITEURS INDÉPENDANTS

AUX ASSOCIÉS D'ÉNERGIR, S.E.C.

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints d'Énergir, s.e.c., qui comprennent les bilans consolidés au 30 septembre 2018 et au 30 septembre 2017, les états consolidés des résultats, du résultat étendu, des variations des capitaux propres et des flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates, ainsi que les notes, qui comprennent un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION POUR LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

La direction d'Énergir inc., en sa qualité de commandité d'Énergir, s.e.c., est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

RESPONSABILITÉ DES AUDITEURS

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève de notre jugement, et notamment de notre évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, nous prenons en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

OPINION

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière consolidée d'Énergir, s.e.c. au 30 septembre 2018 et au 30 septembre 2017, ainsi que de ses résultats d'exploitation consolidés et de ses flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos à ces dates, conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

(signé)

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.¹

Montréal (Canada)
Le 22 novembre 2018

¹ CPA auditeur, CA, permis de comptabilité publique n° A119245

Exercices clos les 30 septembre
(en milliers de dollars)

	2018	2017
REVENUS	2 553 745	2 526 645
COÛTS DIRECTS	1 531 826	1 528 563
MARGE BÉNÉFICIAIRE BRUTE	1 021 919	998 082
Exploitation et entretien	488 759	510 685
Amortissements (notes 5, 8 et 9)	251 833	228 138
Intérêts sur la dette à long terme	137 798	129 697
Frais financiers et autres	5 920	(265)
Autres gains, montant net (note 20)	(3 523)	(12 475)
	880 787	855 780
BÉNÉFICE AVANT LES ÉLÉMENTS SUIVANTS	141 132	142 302
Quotes-parts des résultats des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	136 759	129 428
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	277 891	271 730
Impôts sur les bénéfices (note 21)	63 904	51 351
BÉNÉFICE NET	213 987	220 379
BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE) ATTRIBUABLE AUX :		
Associés	215 919	240 750
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 932)	(20 371)
	213 987	220 379
BÉNÉFICE NET DE BASE ET DILUÉ PAR PART ATTRIBUABLE AUX ASSOCIÉS (en dollars)	1,26	1,42
NOMBRE MOYEN PONDÉRÉ DE PARTS DE BASE ET DILUÉ EN CIRCULATION (en milliers)	171 796	169 542

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Exercices clos les 30 septembre

(en milliers de dollars)

	2018	2017
BÉNÉFICE NET	213 987	220 379
AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU		
Variation des écarts de conversion des établissements étrangers	53 153	(78 249)
Variation des écarts de conversion relatifs aux activités de couverture de l'investissement net	(25 435)	37 287
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés désignés comme éléments de couverture de flux de trésorerie, après impôts sur les bénéfices	710	1 814
Variation de la situation de capitalisation des régimes au titre des avantages sociaux futurs (note 19)	(68)	4 027
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation, après impôts sur les bénéfices	8 088	22 919
	36 448	(12 202)
RÉSULTAT ÉTENDU	250 435	208 177
RÉSULTAT ÉTENDU ATTRIBUABLE AUX :		
Associés	248 442	216 985
Participations ne donnant pas le contrôle	1 993	(8 808)
	250 435	208 177

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

	Attribuable aux associés			Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	Capital	Bénéfices non répartis (déficit)	Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 17)			
Solde au 30 septembre 2017	1 851 825	20 353	20 632	1 892 810	58 346	1 951 156
Bénéfice net (perte nette)	—	215 919	—	215 919	(1 932)	213 987
Autres éléments du résultat étendu	—	—	32 523	32 523	3 925	36 448
Apports de capital	—	—	—	—	15 269	15 269
Distributions	—	(206 156)	—	(206 156)	(10 151)	(216 307)
Solde au 30 septembre 2018	1 851 825	30 116	53 155	1 935 096	65 457	2 000 553
Solde au 30 septembre 2016	1 751 825	(22 032)	44 397	1 774 190	36 150	1 810 340
Bénéfice net (perte nette)	—	240 750	—	240 750	(20 371)	220 379
Autres éléments du résultat étendu	—	—	(23 765)	(23 765)	11 563	(12 202)
Apports de capital (note 16)	100 000	—	—	100 000	39 667	139 667
Distributions	—	(198 365)	—	(198 365)	(8 663)	(207 028)
Solde au 30 septembre 2017	1 851 825	20 353	20 632	1 892 810	58 346	1 951 156

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Aux 30 septembre
(en milliers de dollars)

	2018	2017
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	52 192	100 681
Équivalents de trésorerie soumis à des restrictions	24 584	30 879
Clients et autres débiteurs (note 6)	229 537	192 486
Actifs réglementaires (note 5)	197 893	202 376
Impôts sur les bénéfices à recevoir	1 796	2 654
Stocks (note 7)	81 312	96 885
Frais payés d'avance	16 763	15 809
Instruments financiers dérivés (note 24)	12 387	5 065
Autres éléments d'actif à court terme	906	1 688
Total de l'actif à court terme	617 370	648 523
Actif à long terme		
Propriétés, aménagements et équipements (note 8)	4 523 778	4 253 750
Trésorerie soumise à des restrictions	36 905	37 187
Actifs incorporels (note 9)	341 861	417 805
Actifs réglementaires (note 5)	475 199	542 090
Placements (note 10)	1 307 112	1 207 732
Écarts d'acquisition (note 12)	423 484	409 371
Instruments financiers dérivés (note 24)	2 466	8 856
Autres éléments d'actif à long terme	11 358	2 809
Total de l'actif à long terme	7 122 163	6 879 600
TOTAL DE L'ACTIF	7 739 533	7 528 123
PASSIF		
Passif à court terme		
Découvert bancaire	5 378	5 361
Emprunts bancaires (note 13)	37 742	43 818
Fournisseurs et charges à payer	317 135	372 395
Passifs réglementaires (note 5)	132 330	99 445
Impôts sur les bénéfices à payer	1 949	484
Distributions à payer	51 539	51 539
Instruments financiers dérivés (note 24)	11 110	11 498
Échéances courantes de la dette à long terme (note 14)	212 694	13 069
Total du passif à court terme	769 877	597 609
Passif à long terme		
Dette à long terme (note 14)	3 403 150	3 463 278
Passifs réglementaires (note 5)	660 603	381 839
Impôts reportés (note 21)	338 102	532 157
Instruments financiers dérivés (note 24)	18 584	55 396
Autres éléments du passif à long terme (note 15)	548 664	546 688
Total du passif à long terme	4 969 103	4 979 358
TOTAL DU PASSIF	5 738 980	5 576 967
CAPITAUX PROPRES		
Capital (note 16)	1 851 825	1 851 825
Bénéfices non répartis	30 116	20 353
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 17)	53 155	20 632
Capitaux propres attribuables aux associés	1 935 096	1 892 810
Participations ne donnant pas le contrôle	65 457	58 346
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES	2 000 553	1 951 156
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES	7 739 533	7 528 123

Engagements et garanties (note 26)

Éventualités (note 27)

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Au nom du conseil d'administration d'Énergir inc. en sa qualité de commandité,

(signé)
SOPHIE BROCHU
Administratrice

(signé)
MARY-ANN BELL
Administratrice

Exercices clos les 30 septembre
(en milliers de dollars)

	2018	2017
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION		
Bénéfice net	213 987	220 379
Ajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie d'exploitation :		
Distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	126 266	102 258
Amortissement des propriétés, aménagements et équipements	207 194	191 867
Amortissement des actifs et passifs réglementaires, des actifs incorporels et des frais reliés au financement (notes 5, 9 et 14)	165 607	135 392
Quotes-parts des résultats des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(136 759)	(129 428)
Impôts reportés (note 21)	59 805	47 899
Autres gains, montant net (note 20)	(3 523)	(12 475)
Variation des actifs et passifs réglementaires reliés au coût de l'énergie	(23 170)	(24 182)
Variation des autres actifs et passifs réglementaires	14 399	4 411
Variation des autres actifs et passifs d'exploitation (note 18)	(20 136)	12 671
Autres	21 402	11 050
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	625 072	559 842
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		
Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie soumis à des restrictions	6 558	(385)
Acquisitions de propriétés, aménagements et équipements	(400 792)	(503 371)
Dispositions de propriétés, aménagements et équipements	9 890	45 156
Acquisitions d'actifs incorporels (note 9)	(57 834)	(69 818)
Acquisitions d'unités de fonds de placement	(306 245)	(200 396)
Dispositions d'unités de fonds de placement	303 217	195 181
Acquisitions de participations comptabilisées à la valeur de consolidation et autres placements	(91 925)	(5 329)
Acquisitions de filiales (note 4)	—	(42 668)
Autres	2 913	7 983
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(534 218)	(573 647)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		
Variation du découvert bancaire	17	(1 221)
Variation des emprunts bancaires	(8 221)	32 853
Variation des crédits à terme	50 482	(197 239)
Émissions d'autres dettes à long terme, nettes des frais d'émission	31 914	499 465
Remboursements d'autres dettes à long terme	(13 232)	(202 517)
Apports de capital	15 269	139 667
Distributions	(216 307)	(203 992)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(140 078)	67 016
INCIDENCE DES FLUCTUATIONS DES TAUX DE CHANGE SUR LA TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	735	(4 482)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	(48 489)	48 729
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE, AU DÉBUT ¹⁾	100 681	51 952
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE, À LA FIN ¹⁾	52 192	100 681

¹⁾ Le solde de trésorerie et équivalents de trésorerie est composé de 52 180 \$ d'encaisse et 12 \$ de placements temporaires au 30 septembre 2018, comparativement à 97 548 \$ et 3 133 \$, respectivement, au 30 septembre 2017.

Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie (note 18)

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

1. NATURE DES ACTIVITÉS

Le 29 novembre 2017, la dénomination sociale de Société en commandite Gaz Métro a été modifiée pour Énergir, s.e.c. Une des principales activités d'Énergir, s.e.c. est la distribution de gaz naturel au Québec (« DaQ »). Énergir, s.e.c. est aussi distributeur d'énergie au Vermont aux États-Unis (« Vermont »), par l'intermédiaire de sa filiale à part entière, Northern New England Energy Corporation (« NNEEC »), l'unique actionnaire de Vermont Gas Systems, Inc. (« VGS »), qui est le seul distributeur gazier au Vermont, et de Green Mountain Power Corporation (« GMP »), le plus important distributeur d'électricité au Vermont. Énergir, s.e.c. est de plus engagée, par l'intermédiaire de filiales, d'entreprises sous contrôle conjoint (« coentreprises ») et d'entreprises sur lesquelles Énergir, s.e.c. exerce une influence notable (« satellites »), dans d'autres activités, en majeure partie réglementées, dans le marché du transport et de l'entreposage du gaz naturel. Énergir, s.e.c. est également engagée dans des activités non réglementées de développement et d'exploitation de projets énergétiques tels que la production d'énergie éolienne et solaire et l'utilisation du gaz naturel liquéfié et comprimé comme carburant ou produit énergétique. Le contexte réglementaire d'Énergir, s.e.c., incluant celui de certaines de ses filiales, de ses coentreprises et de ses satellites, ainsi que l'impact de ce contexte sur les états financiers consolidés, sont décrits à la note 5.

2. MÉTHODES COMPTABLES

PRÉSENTATION DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Les états financiers consolidés d'Énergir, s.e.c. sont préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis.

Énergir, s.e.c. a choisi d'utiliser les PCGR des États-Unis afin d'adopter la stratégie préconisée par ses associés, Énergir inc. et Valener Inc. (« Valener »), qui ont obtenu des dispenses des Autorités canadiennes en valeurs mobilières (« ACVM »). En mars 2018, les ACVM ont approuvé le prolongement des dispenses obtenues en 2015, couvrant les exercices 2016 à 2018, pour une période supplémentaire de cinq ans. Ainsi, Énergir inc. et Valener continueront d'utiliser les PCGR des États-Unis pour la préparation de leurs états financiers consolidés annuels et intermédiaires jusqu'à la première des dates suivantes, soit le 1^{er} janvier 2024 ou la date prescrite par l'*International Accounting Standards Board* pour l'application obligatoire d'une norme propre aux activités à tarifs réglementés.

PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Les états financiers consolidés d'Énergir, s.e.c. comprennent les comptes d'Énergir, s.e.c., de toutes ses filiales et de ceux d'entités à détenteurs de droits variables (« EDDV ») dont Énergir, s.e.c. est le principal bénéficiaire. Lors de la signature d'une entente contractuelle, Énergir, s.e.c. procède à une analyse afin d'évaluer si elle détient des EDDV. Le principal bénéficiaire a le pouvoir de diriger et contrôler les activités ayant le plus d'influence sur la performance d'une entité ainsi que l'obligation d'absorber les pertes ou de recevoir les bénéfices de l'entité. Énergir, s.e.c. utilise la méthode de la liquidation hypothétique à la valeur comptable (« LHVC ») pour comptabiliser sa participation dans GMP VT Solar LLC (« GMP Solar ») et dans Solar I Partnership, LLC (« Solar I »), chacune détenue en partenariat avec un investisseur. Cette méthode est utilisée puisque GMP Solar et Solar I sont des sociétés à responsabilité limitée et que l'entente entre ces deux associés précise que les droits de liquidation et les priorités de distributions ne correspondent pas aux pourcentages de participation. Pour ces participations, le fait d'utiliser le pourcentage de détention aux fins de l'allocation des résultats nets de l'entité détenue aux associés ne permet pas de représenter les avantages économiques que chacun recevra à l'extérieur de la structure. La méthode de la LHVC est une méthode axée sur le bilan qui permet de considérer le montant que chaque associé recevrait ou paierait si GMP Solar ou Solar I liquidait tous leurs actifs et réglait tous leurs passifs à la valeur comptable et distribuaient le produit de cette liquidation aux associés selon les priorités définies par l'entente. Cette méthode tient compte également des considérations fiscales créées pour chacun des associés. Toutes les transactions et tous les soldes intersociétés ont été éliminés.

Les participations dans des coentreprises et des satellites sont comptabilisées selon la méthode de la valeur de consolidation. La méthode de la valeur de consolidation est une méthode de comptabilisation selon laquelle le placement est comptabilisé initialement au coût et la valeur comptable est ensuite ajustée en enregistrant la quote-part des résultats et la quote-part des opérations affectant les capitaux propres de la coentreprise ou du satellite. L'approche des distributions par nature est utilisée pour la présentation à l'état consolidé des flux de trésorerie des distributions reçues de ces participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Selon cette approche, les distributions qui sont générées par les activités d'exploitation sont présentées dans les activités d'exploitation alors que les distributions qui représentent un remboursement de capital sont présentées dans les activités

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

d'investissement. Dans le cas où le solde d'une participation dans une coentreprise ou un satellite est créditeur, le placement est présenté dans les autres éléments du passif à long terme.

Les quotes-parts dans des actifs sous contrôle conjoint sont comptabilisées au prorata, selon le taux de participation. La quote-part des actifs est incluse au bilan consolidé et la quote-part des frais est incluse à l'état consolidé des résultats. Énergir, s.e.c. est responsable de sa quote-part du financement.

La direction procède périodiquement à une analyse individuelle de ses participations dans des coentreprises et des satellites et, lorsqu'elles subissent une moins-value durable, la valeur comptable est ramenée à la juste valeur et la perte est comptabilisée dans les résultats.

Participation d'Investissement Québec dans Gaz Métro GNL

Énergir, s.e.c. détient une participation de 58 % dans Gaz Métro GNL S.E.C. (« Gaz Métro GNL ») et l'autre 42 % est détenue par Investissement Québec. L'entente de participation comprend une option d'achat pour Énergir, s.e.c. des parts détenues par Investissement Québec, pouvant être exercée à partir de la 8^e année suivant la mise en service du projet, soit en avril 2025, à un montant qui confère à Investissement Québec un taux de rendement interne de 10 % du capital investi. Investissement Québec détient pour sa part une option de vente de ses parts pouvant être exercée à partir de la 15^e année suivant la mise en service du projet, soit en avril 2032, à un montant correspondant à 90 % de leur juste valeur marchande, dans la mesure où Énergir, s.e.c. décidait de ne pas se prévaloir de son option d'achat, laquelle a préséance en tout temps.

La participation d'Investissement Québec dans Gaz Métro GNL a été comptabilisée comme une participation ne donnant pas le contrôle, méthode selon laquelle l'option de vente n'a pas d'impacts sur le montant comptabilisé. Le montant auquel les unités seraient rachetées si l'option de vente d'Investissement Québec était disponible au 30 septembre 2018 est de 65 654 \$ (59 692 \$ au 30 septembre 2017).

UTILISATION D'ESTIMATIONS

Afin de dresser les états financiers consolidés, la direction d'Énergir inc. (« la direction »), en sa qualité de commandité d'Énergir s.e.c., doit faire des estimations et établir des hypothèses qui ont une incidence sur les montants de l'actif et du passif figurant au bilan consolidé, sur les éventualités mentionnées à la date des états financiers consolidés et sur les montants des composantes de l'état consolidé des résultats et du résultat étendu de l'exercice. Les résultats réels pourraient être différents de ces estimations. Les éléments des états financiers consolidés qui requièrent davantage l'utilisation d'estimations comprennent les hypothèses actuarielles et économiques utilisées pour la comptabilisation des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite pour les employés (avantages sociaux futurs), l'amortissement, les évaluations de la dépréciation des écarts d'acquisition et des actifs à long terme, l'estimation de volumes livrés et non facturés aux fins de la constatation des revenus, les effets des décisions et autres démarches réglementaires sur les actifs et passifs réglementaires, les propriétés, aménagements et équipements ainsi que sur les actifs incorporels, le coût éventuel du retrait des propriétés, aménagements et équipements, les impôts sur les bénéficiaires, la juste valeur des instruments financiers dérivés et l'évaluation des provisions telles que les éventualités légales.

RÉGLEMENTATION

Énergir, s.e.c. ainsi que certaines filiales exercent des activités qui sont soumises à divers organismes de réglementation dont notamment la Régie de l'énergie (« Régie »), l'Office national de l'énergie (« ONÉ »), le Vermont Public Utility Commission (« VPUC »), anciennement le Vermont Public Service Board (« VPSB »), et la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »).

Dans l'exercice de leur pouvoir, les organismes de réglementation rendent des décisions, entre autres, en matière de développement de réseaux, de fixation des tarifs et d'utilisation de certaines méthodes comptables sous-jacentes qui diffèrent de celles autrement appliquées par les entreprises non réglementées.

Les actifs et passifs réglementaires (« APR ») découlent du processus d'établissement des tarifs des entreprises ayant des activités à tarifs réglementés. Les actifs réglementaires représentent des coûts engagés que les entités assujetties à la réglementation des tarifs prévoient recouvrer de leur clientèle au cours d'exercices futurs par l'entremise du processus d'établissement des tarifs. Les passifs réglementaires représentent des sommes que les entités assujetties à la réglementation des tarifs prévoient remettre à leur clientèle au cours d'exercices futurs par l'intermédiaire du processus d'établissement des tarifs. Les montants admissibles aux reports dépendent des

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

décisions des différents organismes de réglementation des tarifs et des normes comptables applicables aux activités à tarifs réglementés.

Conformément à la réglementation en vigueur, les APR sont recouvrés ou remboursés par l'intermédiaire du processus d'établissement des tarifs sur diverses périodes, en fonction de leur nature. Les APR font l'objet de suivis et d'évaluations périodiques. Si Énergir, s.e.c. jugeait qu'il n'était plus probable que certains montants puissent être recouvrés ou aient à être remboursés dans les tarifs futurs, à la suite d'interventions des organismes de réglementation, la valeur comptable des actifs ou passifs réglementaires sous-jacents serait ajustée en conséquence.

TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés de l'encaisse et de placements dont l'échéance initiale est d'au plus trois mois à compter de la date d'acquisition.

TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE SOUMIS À DES RESTRICTIONS

La trésorerie et les équivalents de trésorerie soumis à des restrictions sont principalement composés de bons du Trésor dont l'utilisation est limitée à des usages précis dans le cadre d'arrangements de financement d'extension de réseau ou de financement d'activités de développement. La trésorerie et les équivalents de trésorerie soumis à des restrictions sont présentés dans l'actif à court terme ou dans l'actif à long terme selon l'échéance des passifs auxquels ils sont associés.

CLIENTS

Les comptes clients sont comptabilisés au montant facturé ajusté, au besoin, pour tenir compte d'une provision pour créances douteuses.

STOCKS

Les stocks sont principalement composés de gaz naturel et incluent également des stocks de fournitures et matériaux. Ceux-ci sont comptabilisés au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette. Le coût est déterminé selon la méthode du coût moyen pondéré. Énergir, s.e.c. n'est pas autorisée à faire de profit sur la vente de gaz naturel. Ainsi, l'écart entre les tarifs de fourniture approuvés par les organismes de réglementation, selon le cas, et le coût réel d'approvisionnement du gaz naturel est comptabilisé à titre d'ajustement des coûts directs et, en contrepartie, un APR est créé conformément au mécanisme réglementaire.

PROPRIÉTÉS, AMÉNAGEMENTS ET ÉQUIPEMENTS

Les propriétés, aménagements et équipements sont composés principalement d'actifs utilisés dans le cadre d'activités à tarifs réglementés et sont comptabilisés au coût, moins l'amortissement cumulé. Les contributions reçues de tiers sont portées en diminution du coût des immobilisations corporelles auquel elles se rapportent. Le coût des projets comprend les coûts directs et les frais généraux. Énergir, s.e.c. capitalise les intérêts engagés pendant la construction des projets liés à des activités non réglementées jusqu'à ce que l'actif soit prêt pour son utilisation prévue. En ce qui a trait aux projets de construction réalisés dans le cadre d'activités à tarifs réglementés, les intérêts capitalisés sont calculés en fonction de son coût moyen pondéré du capital qui inclut une composante intérêt et une composante rendement liées aux capitaux propres, tel que reconnu par les divers organismes de réglementation. La composante intérêt est comptabilisée à titre de réduction à la rubrique Intérêts sur la dette à long terme alors que la composante liée aux capitaux propres est comptabilisée à titre de revenus dans les Frais financiers et autres. Le rendement capitalisé sur des projets liés à des activités à tarifs réglementés sera récupéré dans les tarifs futurs lors de l'amortissement des propriétés, aménagements et équipements.

L'amortissement est calculé principalement selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie résiduelle estimative des actifs existants. Les taux d'amortissement utilisés pour les actifs des activités à tarifs réglementés sont révisés et approuvés périodiquement par les différents organismes de réglementation et, dans certains cas, ils tiennent compte de l'estimation du coût éventuel de retrait. Ces coûts éventuels de retrait, qui ne sont pas liés à des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, sont comptabilisés en augmentation des passifs réglementaires tandis que les coûts réels de retrait sont plutôt comptabilisés en diminution de ceux-ci. L'incidence de cette pratique est présentée à la note 5.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

L'amortissement des propriétés, aménagements et équipements est calculé selon les périodes d'amortissement suivantes :

Distribution	8 à 70 ans
Production	11 à 110 ans
Transport	25 à 81 ans
Entreposage	15 à 44 ans
Services énergétiques	8 à 37 ans
Installations générales	2 à 50 ans

OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE DES PROPRIÉTÉS, AMÉNAGEMENTS ET ÉQUIPEMENTS

La juste valeur d'une obligation liée à la mise hors service des propriétés, aménagements et équipements est constatée, lorsqu'une obligation juridique existe, à titre de passif dans la période au cours de laquelle elle est engagée, pourvu qu'une estimation raisonnable de la juste valeur puisse être établie. L'obligation est initialement évaluée à sa juste valeur en utilisant l'approche de la valeur actualisée des coûts prévus et est subséquemment ajustée pour refléter tout changement découlant du passage du temps et tout changement relatif à la date de paiement prévue ou au montant de l'estimation initiale.

Pour certaines activités à tarifs réglementés, il n'est cependant pas possible de déterminer la portée exacte des obligations juridiques et/ou le moment où elles devraient engager des coûts pour respecter ces obligations. Par conséquent, il n'est pas possible d'établir une estimation raisonnable de la juste valeur du passif connexe et aucun passif n'a été comptabilisé.

ACTIFS INCORPORELS

Les actifs incorporels sont constitués principalement de droits d'émission de gaz à effet de serre (« GES »), de frais liés au développement informatique, de droits et licences pour les actifs de production et des relations clients.

Les droits d'émission de GES sont comptabilisés au coût, moins l'amortissement cumulé. Les droits d'émission de GES sont achetés dans le cadre du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES du gouvernement du Québec et ils sont amortis au rythme des émissions de GES, à la rubrique Coûts directs. Si les émissions de GES réalisées dépassaient les droits détenus, un passif représentant les droits manquants serait comptabilisé et évalué au prix en vigueur des droits d'émissions de GES en date des bilans consolidés.

Les frais liés au développement informatique comprennent notamment les coûts engagés au stade du développement de systèmes informatiques, soit ceux relatifs à la main-d'œuvre directe, aux frais généraux et aux logiciels achetés à l'externe, ainsi que les coûts des licences et des logiciels acquis destinés à l'usage interne. Les dépenses de maintenance et de formation sont comptabilisées lorsqu'elles sont engagées à la rubrique Exploitation et entretien. Les frais liés au développement informatique sont comptabilisés au coût, moins l'amortissement cumulé. L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire sur des durées de vie utile estimatives de 5 et 10 ans.

Les droits et licences sont liés à l'exploitation d'actifs de production réglementée. Ces licences sont comptabilisées au coût d'acquisition, incluant les frais de main d'œuvre interne et externe, de même que les frais juridiques. L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée des licences, qui varie de 30 à 40 ans.

Les relations clients et autres représentent principalement les relations clients acquises lors des regroupements d'entreprises passés. Ces actifs ont été initialement comptabilisés à la juste valeur à la date d'acquisition. L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une durée de 25 ans.

REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES

Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition. Selon cette méthode, tous les actifs identifiables acquis et les passifs repris sont évalués et comptabilisés à leur juste valeur, y compris toute participation ne donnant pas le contrôle. Les participations ne donnant pas le contrôle sont présentées comme un élément distinct des capitaux propres. De plus, les coûts liés aux acquisitions d'entreprises de même que les coûts de restructuration découlant d'une acquisition sont comptabilisés dans les dépenses.

ÉCARTS D'ACQUISITION

Les écarts d'acquisition représentent l'excédent du coût d'acquisition sur le montant net des valeurs attribuées à tous les éléments de l'actif acquis et du passif pris en charge au moment de l'acquisition d'une entreprise et ne sont pas amortis. Les écarts d'acquisition sont soumis à un test de dépréciation annuellement, ou plus fréquemment, lorsque des événements ou des changements de situation indiquent que les écarts d'acquisition pourraient ne pas être recouvrables. Énergir, s.e.c. a l'option d'évaluer dans un premier temps les facteurs qualitatifs pour déterminer s'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur des unités d'exploitation soit inférieure à la valeur comptable afin de conclure s'il y a lieu de soumettre l'écart d'acquisition à un test de dépréciation. Le test consiste à comparer la valeur comptable et la juste valeur des unités d'exploitation établie selon la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés ou en fonction d'évaluations externes. Si la valeur comptable de l'unité d'exploitation excède sa juste valeur, une perte de valeur est comptabilisée à l'état consolidé des résultats d'un montant équivalent à l'excédent, jusqu'au montant plafond de l'écart d'acquisition qui fait l'objet du test.

Les tests de dépréciation des écarts d'acquisition sont effectués le 1^{er} avril de chaque exercice.

DÉPRÉCIATION D'ACTIFS À LONG TERME

Les actifs à long terme pouvant être soumis à un test de dépréciation comprennent les propriétés, aménagements et équipements, les actifs réglementaires et les actifs incorporels à durée de vie utile limitée. Ces actifs font l'objet d'un test de dépréciation lorsque des événements ou des changements de situation indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Aux fins des tests de dépréciation, les actifs sont regroupés au plus bas niveau de regroupement pour lequel des flux de trésorerie indépendants sont générés. Le test de recouvrabilité est effectué en comparant la somme des flux de trésorerie nets futurs non actualisés qui sont directement associés à l'utilisation et à la cession éventuelle du groupe d'actifs à sa valeur comptable. Si la valeur comptable du groupe d'actifs excède les flux de trésorerie nets futurs non actualisés, le montant de la dépréciation, soit l'écart entre la valeur comptable et la juste valeur du groupe d'actifs, est constaté à l'état consolidé des résultats. La juste valeur est établie selon des techniques d'évaluation, tel le prix en vigueur sur le marché, si disponible, ou est basée sur le total des flux de trésorerie futurs actualisés qui résulteront vraisemblablement de l'utilisation et de la sortie éventuelle du groupe d'actifs.

De plus, si Énergir, s.e.c. jugeait qu'il n'était plus probable que certains coûts de propriétés, aménagements et équipements et d'actifs incorporels liés aux activités à tarifs réglementés puissent être recouverts ou remboursés par de futurs ajustements tarifaires à la suite des interventions des organismes de réglementation, la valeur comptable de ces actifs serait ajustée en conséquence.

CONVERSION DES DEVICES

Les éléments monétaires d'actif et de passif libellés en devises étrangères sont convertis au taux de change en vigueur à la date du bilan, tandis que les autres éléments sont convertis au taux en vigueur à la date d'opération. Les gains et pertes de change résultant de la conversion sont constatés à l'état consolidé des résultats de l'exercice en cours.

Les éléments d'actif et de passif des établissements étrangers dont la monnaie fonctionnelle n'est pas le dollar canadien sont convertis en dollars canadiens, au taux de change en vigueur à la date du bilan. Les revenus et les dépenses sont convertis au taux en vigueur à la date d'opération. Les gains et les pertes de change latents résultant de la conversion sont présentés dans les autres éléments du résultat étendu.

CONSTATATION DES REVENUS

Les revenus d'Énergir s.e.c. sont constitués essentiellement de produits issus d'activités à tarifs réglementés et, dans une moindre importance, d'activités à tarifs non réglementés.

Les revenus tirés d'activités à tarifs réglementés proviennent principalement des activités de distribution et de transport de gaz naturel et d'électricité au Canada et aux États-Unis. Ces revenus sont constatés conformément aux ententes sous-jacentes approuvées par les différents organismes de réglementation. Plus précisément, les revenus relatifs à la distribution d'énergie sont constatés lorsque la livraison a eu lieu, soit en fonction des relevés des compteurs et autres méthodes d'estimation de la consommation des clients. Les sommes reçues des clients représentant des dépôts de garantie sont comptabilisées à titre de trésorerie soumise à des restrictions pour la DaQ et à titre de trésorerie pour VGS et GMP. En contrepartie, un passif est comptabilisé à la rubrique Fournisseurs et charges à payer ou dans les autres éléments du passif à long terme, selon l'échéance des remboursements.

Les revenus tirés d'activités à tarifs non réglementés proviennent principalement des services énergétiques et sont constatés lorsqu'ils sont gagnés, c'est-à-dire lorsque les conditions suivantes sont remplies :

- les services ont été rendus ou les produits ont été livrés aux clients;
- il existe une preuve convaincante de l'existence d'un accord;
- les montants sont déterminés ou déterminables; et
- le recouvrement est raisonnablement assuré.

Les contributions reçues des clients provenant des activités à tarifs réglementés sont comptabilisées en réduction du coût des propriétés, aménagements et équipements auxquels elles se rattachent.

AIDE GOUVERNEMENTALE

L'aide gouvernementale est constatée lorsqu'il est plus probable qu'improbable qu'elle soit réalisée et elle est comptabilisée selon la méthode de la réduction des coûts. Selon cette méthode, l'aide gouvernementale est portée en diminution de la dépense ou de l'actif auquel elle se rapporte.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Énergir, s.e.c. et ses filiales constituées en sociétés en commandite ne présentent pas de dépense d'impôts sur les bénéfices car, selon les lois fiscales en vigueur, les bénéfices sont imposables auprès des associés.

Les filiales constituées en sociétés par actions utilisent la méthode de l'actif et du passif fiscal pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôts reportés sont déterminés en fonction de l'écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs et des passifs. Ils sont mesurés en appliquant, à la date des états financiers consolidés, les taux d'imposition et les lois fiscales en vigueur pour les exercices au cours desquels les écarts temporaires sont censés se résorber. L'incidence d'une modification des taux d'imposition sur les actifs et passifs d'impôts reportés est incluse dans les résultats de la période au cours de laquelle la modification est entrée en vigueur. Une provision pour moins-value est comptabilisée afin de réduire les actifs d'impôts reportés lorsque la direction estime qu'il est plus probable qu'improbable qu'une portion, ou que la totalité des actifs d'impôts reportés ne soit pas réalisée. Énergir, s.e.c. comptabilise l'effet d'une position fiscale incertaine lorsqu'il est plus probable qu'improbable qu'elle sera réalisée.

Selon des traitements réglementaires, Énergir, s.e.c. et certaines de ses filiales récupèrent, à même leurs tarifs, les coûts liés aux impôts sur les bénéfices selon une méthode différente de celle prévue par le *Financial Accounting Standards Board* (« FASB ») à l'ASC 740, intitulée *Income Taxes*. Les écarts cumulés entre les traitements réglementaires et la méthode prévue à l'ASC 740 sont comptabilisés à titre d'APR.

AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Des régimes de retraite à prestations déterminées (« RPD ») et à cotisations déterminées ainsi que des régimes d'avantages complémentaires de retraite (« ACR »), comprenant des couvertures supplémentaires de soins de santé et d'assurance-vie, sont offerts à la presque totalité des salariés.

Régimes de RPD et régimes d'ACR

L'obligation au titre des prestations projetées et le coût des régimes de RPD et des régimes d'ACR sont établis au moyen de calculs actuariels selon la méthode de répartition des prestations au prorata des années de service admissibles (« méthode actuarielle »). Ces calculs actuariels sont basés sur des hypothèses fondées sur les meilleures estimations faites par la direction portant notamment sur (i) le taux d'actualisation, (ii) le rendement prévu des actifs des régimes, (iii) l'évolution future des niveaux de salaires et des coûts des couvertures supplémentaires de soins de santé et d'assurance-vie et (iv) l'âge de départ à la retraite des employés. Les actifs des régimes de RPD et des régimes d'ACR sont évalués à la juste valeur, qui est déterminée à l'aide des valeurs de marché à la date de mesure. La méthode fondée sur la juste valeur est utilisée afin de calculer le rendement prévu de l'actif des régimes servant à la détermination du coût au titre des prestations projetées.

Les gains et les pertes actuariels nets excédents de 10 % le montant le plus élevé entre l'obligation au titre des prestations projetées et la juste valeur de l'actif des régimes au début de la période sont amortis sur la durée estimative restante de la carrière active du groupe de salariés couverts, qui varie entre six et 13 ans, selon le régime. Cet amortissement est inclus dans le coût net au titre des prestations projetées.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

Le coût des services passés découlant des modifications apportées aux régimes est reporté et amorti selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée estimative restante de la carrière active du groupe de salariés à la date des modifications. Cet amortissement est inclus dans le coût net au titre des prestations projetées.

Les soldes non amortis liés aux gains et pertes actuariels nets et aux coûts des services passés des régimes de RPD et des régimes d'ACR des entreprises ayant des activités à tarifs réglementés sont comptabilisés à titre d'actifs ou passifs réglementaires. Pour leur part, les soldes non amortis relatifs aux entreprises n'ayant pas d'activités à tarifs réglementés sont comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. Les soldes non amortis pour les deux types d'activités sont ensuite amortis à l'état consolidé des résultats selon les méthodes divulguées précédemment.

Pour l'estimation du coût des services rendus et des intérêts débiteurs pour les régimes de RPD et d'ACR, Énergir, s.e.c. utilise des taux d'actualisation différents sur la courbe de rendement pour les services courants et pour les services passés afin de considérer les différences temporelles du versement des prestations et, ainsi, raffiner l'établissement de la dépense.

INSTRUMENTS FINANCIERS

Un instrument financier est un contrat qui donne lieu à un actif financier pour l'une des parties au contrat et un passif financier ou un instrument de capitaux propres pour l'autre partie. Les instruments financiers sont comptabilisés au bilan consolidé lorsqu'Énergir, s.e.c. devient partie prenante aux obligations contractuelles de l'instrument.

Les fonds de placement sont classés comme des actifs financiers disponibles à la vente et ils sont reliés à des activités à tarifs réglementés. Ces actifs financiers disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur au bilan consolidé. Les gains et pertes découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés à titre d'APR, dans la période au cours de laquelle ils se produisent. Quant aux polices d'assurance-vie, elles sont comptabilisées à la valeur de rachat.

Les actifs et les passifs financiers évalués à la juste valeur sont répartis selon trois niveaux établis en fonction du caractère observable des données entrant dans leur évaluation. La hiérarchie de la juste valeur comprend les trois niveaux suivants :

- Niveau 1 - les actifs et passifs évalués à la juste valeur en fonction des cours non ajustés s'appliquant à des actifs et à des passifs identiques sur des marchés actifs et accessibles à la date d'évaluation.
- Niveau 2 - les évaluations établies au moyen de données directement ou indirectement observables, sauf les prix cotés inclus dans le niveau 1.
- Niveau 3 - les évaluations basées sur des données qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables (données non observables).

La hiérarchie des justes valeurs exige l'utilisation de données observables sur le marché chaque fois que de telles données existent. Un instrument financier est classé au niveau le plus bas de la hiérarchie pour lequel une donnée importante a été prise en compte dans l'évaluation à la juste valeur.

RELATIONS DE COUVERTURE

Des instruments financiers dérivés sont utilisés pour réduire ou éliminer les risques inhérents à certaines opérations et soldes identifiables qui surviennent dans le cours normal des activités. Les risques inhérents que présentent ces opérations et soldes identifiables découlent des variations des prix du gaz naturel et de l'électricité, des taux d'intérêt et des taux de change. L'utilisation d'instruments financiers dérivés vise donc à s'assurer que les variations des flux de trésorerie découlant de ces opérations et soldes soient contrebalancées par les variations des flux de trésorerie des instruments financiers dérivés. Aucun instrument financier dérivé n'est détenu ni n'a été émis à des fins spéculatives.

Tous les instruments financiers dérivés sont comptabilisés au bilan consolidé à l'exception de ceux conclus et maintenus en vue de la réception ou de la livraison d'un élément non financier conformément aux besoins prévus d'Énergir, s.e.c. en matière d'achats et de ventes et qui ainsi répondent aux critères d'exemption relatifs aux achats normaux et ventes normales. Dans le cadre des activités à tarifs réglementés, des contrats d'approvisionnement à long terme pour l'achat d'énergie sont conclus afin de réduire le risque de volatilité des coûts d'approvisionnement. Ces contrats répondent habituellement à la définition d'un dérivé. Toutefois, certains de ces contrats d'approvisionnement respectent les critères d'exemption relatifs aux achats normaux et ventes normales et, par conséquent, ne sont pas comptabilisés à la juste valeur au bilan consolidé. Ainsi, les coûts d'achats d'énergie des

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

contrats respectant les critères d'exemption sont comptabilisés dans l'état consolidé des résultats au cours de la période durant laquelle l'énergie est consommée par opposition à la comptabilisation au bilan consolidé de la variation de la juste valeur des autres contrats où les critères d'exemption ne sont pas atteints.

Énergir, s.e.c. évalue chacun de ses contrats afin de conclure si ceux-ci répondent aux critères d'exemption relatifs aux achats normaux et ventes normales. Ces contrats sont revus régulièrement afin de s'assurer que les critères d'exemption sont toujours respectés.

Les gains et les pertes générés par les instruments financiers dérivés autres que ceux liés aux activités à tarifs réglementés ou ceux désignés comme instruments de couverture sont comptabilisés dans les résultats, dans la période au cours de laquelle ils se produisent.

Activités à tarifs réglementés

Des instruments financiers dérivés liés au coût de l'énergie sont utilisés pour gérer l'exposition à la volatilité des prix du gaz naturel et de l'électricité. Les prix payés sont basés sur des indices et sont donc variables. Les outils utilisés permettent soit de fixer les prix, soit de les circonscrire selon des balises temporelles, volumétriques et financières approuvées par les organismes de réglementation respectifs. GMP a recours à des contrats d'achat d'électricité pour gérer son risque lié à la fluctuation des coûts d'approvisionnement ainsi qu'à des contrats d'échange à prix fixe pour gérer son risque lié à la fluctuation des prix de capacité. Des contrats de change à terme sont également utilisés afin de gérer l'exposition au risque de change lié à une portion des achats de gaz naturel libellés en dollars canadiens pour VGS et à certaines dépenses libellées en dollars américains pour Énergir, s.e.c.

Les instruments financiers dérivés relatifs aux activités à tarifs réglementés ne sont pas désignés comme instruments de couverture admissibles à la comptabilité de couverture. Les gains et pertes latents découlant des variations de juste valeur de ces instruments financiers sont constatés à titre d'ajustement des APR, tel qu'approuvé par les organismes réglementaires, puisqu'ils seront remboursés ou récupérés à même les tarifs futurs.

Relations de couverture admissibles à la comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture est appliquée pour les transactions qui y sont admissibles, ce qui comprend les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures de l'investissement net dans les établissements étrangers.

Toutes les relations entre les instruments de couverture et les éléments couverts sont documentées formellement, de même que les objectifs et la stratégie de gestion de risque motivant les opérations de couverture. De plus, l'efficacité de la couverture est évaluée quantitativement au moment de sa mise en place. Par la suite, une évaluation qualitative est effectuée chaque trimestre afin d'identifier si des faits et événements sont survenus et qui pourraient entraîner un impact potentiel sur l'efficacité de la relation de couverture et la nécessité de procéder à un test quantitatif. La comptabilité de couverture est abandonnée prospectivement lorsque les éléments de couverture ou couverts cessent d'exister puisqu'ils sont vendus ou liquidés, ou si la désignation de couverture cesse.

Dans le cas d'une relation de couverture des flux de trésorerie, les variations de la juste valeur d'un instrument financier dérivé désigné comme élément de couverture sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu. Les montants antérieurement constatés au cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés aux résultats, lorsque l'élément couvert est réglé, dans le poste auquel la relation de couverture était affectée.

Des contrats de change à terme sont utilisés afin de gérer l'exposition au risque de change lié à des revenus ou à l'achat d'équipements en dollars américains.

Certaines dettes libellées en dollars américains sont désignées comme élément de couverture d'une portion équivalente de l'investissement net dans des établissements étrangers qui ont comme monnaie fonctionnelle le dollar américain afin de contrer le risque de change afférent. Les gains et pertes de change à la conversion des dettes désignées comme élément de couverture est incluse dans les autres éléments du résultat étendu. Les gains ou pertes de change latents sur ces éléments de couverture constatés au cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés aux résultats lorsqu'il y a réduction de l'investissement net couvert à la suite de la vente de la filiale ou lorsque cette dernière est pratiquement liquidée.

COÛTS DE TRANSACTION

Énergir, s.e.c. engage des coûts de transaction principalement lors d'une émission de titres d'emprunt. Ces coûts sont déduits de la valeur comptable de la dette afférente et ils sont amortis selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

BÉNÉFICE NET DE BASE ET DILUÉ PAR PART

Le calcul du bénéfice net de base par part est basé sur le nombre moyen pondéré de parts en circulation. Aux 30 septembre 2018 et 2017, il n'existe aucun instrument ayant un effet dilutif sur le bénéfice net de base par part.

3. MODIFICATIONS COMPTABLES

NORMES RÉCEMMENT ADOPTÉES

Consolidation

Le 1^{er} octobre 2017, Énergir, s.e.c. a adopté de façon rétroactive l'Accounting Standard Update (« ASU ») 2016-17, *Consolidation (Topic 810): Interests Held through Related Parties That Are Under Common Control*. Cette norme modifie les directives sur la consolidation dans le cas d'entités sous contrôle commun. Les modifications visent notamment à savoir si une entité est le principal bénéficiaire et traitent aussi des participations indirectes dans une entité détenue par l'intermédiaire d'entités apparentées. L'adoption de cette norme n'a pas eu d'impacts significatifs sur les états financiers consolidés d'Énergir, s.e.c.

Test de dépréciation des écarts d'acquisition

Le 1^{er} janvier 2018, Énergir, s.e.c. a adopté par anticipation et de façon prospective l'ASU 2017-04, *Intangibles – Goodwill and Other (Topic 350): Simplifying the Test for Goodwill Impairment*. Les modifications visent à simplifier le test de dépréciation de l'écart d'acquisition en éliminant la deuxième étape du test de dépréciation. L'adoption de ces nouvelles directives n'a pas eu d'impacts significatifs sur les états financiers consolidés d'Énergir, s.e.c.

Comptabilité de couverture

Le 1^{er} juillet 2018, Énergir, s.e.c. a adopté par anticipation et de façon rétrospective modifiée l'ASU 2017-12, *Derivatives and Hedging (Topic 815): Targeted Improvements to Accounting for Hedging Activities*. Les nouvelles directives visent à simplifier la comptabilité de couverture et à améliorer la présentation des relations de couvertures aux états financiers afin de mieux présenter les résultats économiques des activités de gestion de risques d'une entité. L'adoption de ces nouvelles directives n'a pas eu d'impacts significatifs sur les états financiers consolidés d'Énergir, s.e.c.

NORMES PUBLIÉES MAIS NON ENCORE ENTRÉES EN VIGUEUR

Produits

En mai 2014, le FASB a publié l'ASU 2014-09, *Revenue from Contracts with Customers (Topic 606)*. Ces nouvelles directives ainsi que les amendements publiés par la suite ont été combinés afin de créer l'Accounting Standards Codification (« ASC ») Topic 606 remplaçant les directives actuelles de l'ASC 605, *Revenue Recognition*. Les nouvelles directives, dont l'objectif est d'améliorer l'uniformité dans les pratiques de constatation des produits, exigent l'utilisation d'un nouveau modèle en cinq étapes basé sur certains principes fondamentaux à appliquer pour tous les types de revenus. Les nouvelles directives mentionnent également des exigences supplémentaires quant à la divulgation, notamment sur la nature des revenus, les montants, l'incertitude des produits ainsi que sur les flux de trésorerie afférents et le moment où l'entité les encaissera.

Ces nouvelles directives s'appliquent à compter du 1^{er} octobre 2018. Deux méthodes peuvent être utilisées lors de l'adoption de l'ASC 606, soit (i) l'approche entièrement rétrospective, avec retraitement de toutes les périodes présentées ou (ii) l'approche rétrospective modifiée, selon laquelle l'incidence cumulative est comptabilisée à la date d'adoption. Énergir, s.e.c. prévoit utiliser l'approche rétrospective modifiée lors de l'adoption de cette nouvelle norme.

En 2017, Énergir, s.e.c. a établi un plan de projet et un calendrier des différentes étapes et a identifié les secteurs et filiales significatifs. Il a également été conclu que les revenus à tarifs réglementés, qui représentent plus de 90 % des revenus d'Énergir, s.e.c., entrent dans le champ d'application de l'ASC 606. Au cours du troisième trimestre de

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

l'exercice 2017, les contrats importants visés par l'ASC 606 ont été identifiés et leur analyse détaillée a débuté. À la suite de cette analyse détaillée, terminée au cours du troisième trimestre de l'exercice 2018, Énergir, s.e.c. ne prévoit pas que cette nouvelle norme aura une incidence significative sur le bénéfice net consolidé. Il a été déterminé également que la comptabilisation des apports pour l'aide à la construction n'entre pas dans le champ d'application de l'ASC 606.

L'évaluation des incidences des nouvelles directives sur la présentation et la divulgation a débuté au cours du troisième trimestre de l'exercice 2018. Il a été déterminé que les revenus provenant des programmes de revenus alternatifs, comme définis en vertu des PCGR des États-Unis, sont exclus du champ d'application de l'ASC 606 et, par conséquent, devront être présentés distinctement des revenus comptabilisés en vertu de l'ASC 606. L'évaluation des incidences sur les états financiers consolidés est toujours en cours.

Instruments financiers

En janvier 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-01, *Financial Instruments – Overall (Subtopic 825-10): Recognition and Measurement of Financial Assets and Financial Liabilities*. Cette norme modifie certaines exigences sur le plan de la présentation, de l'évaluation et de la divulgation requise reliées aux instruments financiers. Plus précisément, les placements dans des titres de capitaux propres, à l'exception des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ou celles consolidées, doivent être présentés à la juste valeur et toute variation de la juste valeur doit être comptabilisée à l'état des résultats. Ces directives s'appliqueront de façon prospective aux états financiers intermédiaires et annuels à compter de l'exercice débutant le 1^{er} octobre 2018. Énergir, s.e.c. ne prévoit pas que ces directives auront une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Contrats de location

En février 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-02, *Leases (Topic 842)*. Cette norme modifie les exigences de comptabilisation des contrats de location-exploitation. Les entités devront dorénavant comptabiliser les actifs et passifs qui découlent des contrats de location-exploitation, à l'exception des contrats ayant une durée inférieure à 12 mois pour lesquels un choix de méthode comptable sera possible. La norme modifie également la définition d'un contrat de location en précisant qu'une entente doit être comptabilisée à titre de contrat de location lorsqu'une partie (i) a le droit de recevoir la quasi-totalité des avantages économiques découlant d'un actif et (ii) le droit de diriger l'utilisation de cet actif. Cette norme exige aussi la divulgation d'informations supplémentaires qualitatives et quantitatives concernant les contrats de location. Ces directives s'appliqueront aux états financiers intermédiaires et annuels à compter de l'exercice débutant le 1^{er} octobre 2019. En juillet 2018, le FASB a publié l'ASU 2018-11, *Leases (Topic 842): Targeted Improvements* qui permet aux entreprises d'appliquer la norme de façon prospective, c'est à dire de ne pas retraiter les périodes comparatives de l'année d'adoption de la norme. Énergir, s.e.c. évalue actuellement les options possibles quant aux choix de transition. En janvier 2018, le FASB a publié l'ASU 2018-01, *Leases (Topic 842): Land Easement Practical Expedient for Transition to Topic 842*. Cette mise à jour est une mesure de simplification permettant aux entités de ne pas évaluer les servitudes existantes ou venues à échéance et qui ne sont pas comptabilisées comme contrat de location en vertu des normes actuelles. Énergir, s.e.c. prévoit se prévaloir de ce choix.

Au cours du troisième trimestre de l'exercice 2018, Énergir, s.e.c. a établi un plan de projet ainsi qu'un calendrier des différentes étapes liées à l'implantation de cette nouvelle norme. Énergir, s.e.c. continue d'évaluer l'incidence de ces nouvelles directives sur ses états financiers consolidés et de suivre de près les modifications apportées par le FASB à l'ASC Topic 842.

Flux de trésorerie

En août 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-15, *Statement of Cash Flows (Topic 230): Classification of Certain Cash Receipts and Cash Payments*. Cette norme a pour objectif de réduire les différentes pratiques de présentation à l'état des flux de trésorerie pour huit transactions spécifiques. Cette directive s'appliquera de façon rétrospective aux états financiers intermédiaires et annuels à compter de l'exercice débutant le 1^{er} octobre 2018. Énergir, s.e.c. ne prévoit pas que l'adoption de ces nouvelles directives ait un impact significatif sur ses états financiers consolidés.

En novembre 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-18, *Statement of Cash Flows (Topic 230): Restricted Cash*. Cette norme stipule que les montants généralement décrits comme trésorerie ou équivalents de trésorerie soumis à des restrictions devraient être inclus dans la trésorerie ou équivalents de trésorerie lors du rapprochement des montants de début et de fin de période. Cette nouvelle directive s'appliquera de façon rétrospective aux états financiers intermédiaires et annuels à compter de l'exercice débutant le 1^{er} octobre 2018. À la suite de l'adoption de l'ASU 2016-18, la variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie soumis à des restrictions de l'état consolidé

des flux de trésorerie sera présentée dans la variation de la trésorerie et équivalents de trésorerie plutôt que dans les activités d'investissement comme actuellement.

Impôts sur les bénéfices

En octobre 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-16, *Income Taxes (Topic 740): Intra-Entity Transfers of Assets Other Than Inventory*. Cette norme modifie les directives concernant la comptabilisation des impôts exigibles lors des transferts d'actifs entre entités, autres que les stocks. Les conséquences fiscales devront, en vertu de ces nouvelles directives, être constatées lorsque le transfert de l'actif aura eu lieu. Ces directives s'appliqueront aux états financiers intermédiaires et annuels à compter de l'exercice débutant le 1^{er} octobre 2018 et Énergir, s.e.c. prévoit utiliser une approche rétrospective modifiée. Ces nouvelles directives s'appliqueront aux parcs solaires du groupe Standard Solar Inc. (« Standard Solar »). Énergir, s.e.c. ne prévoit pas que l'adoption de ces nouvelles directives ait un impact significatif sur ses états financiers consolidés.

Décomptabilisation d'actifs non financiers

En février 2017, le FASB a publié l'ASU 2017-05, *Other Income – Gains and Losses from the Derecognition of Nonfinancial Assets (Subtopic 610-20): Clarifying the Scope of Asset Derecognition Guidance and Accounting for Partial Sales of Nonfinancial Assets*, qui clarifie le champ d'application du *Subtopic 610-20* et fournit de nouvelles directives concernant la décomptabilisation d'actifs non financiers, incluant notamment les contributions d'actifs non financiers effectuées lors de la création de partenariats et les transferts d'actifs non financiers à une société apparentée. Ces nouvelles directives s'appliqueront de façon rétrospective aux états financiers intermédiaires et annuels à compter de l'exercice débutant le 1^{er} octobre 2018. Énergir, s.e.c. examine présentement l'incidence de ces nouvelles directives sur ses états financiers consolidés.

Avantages sociaux futurs

En mars 2017, le FASB a publié l'ASU 2017-07, *Compensation – Retirement Benefits (Topic 715): Improving the Presentation of Net Periodic Pension Cost and Net Periodic Postretirement Benefit Cost*. Les nouvelles directives exigent que la composante « coût des services rendus » du coût net des prestations projetées soit incluse dans les dépenses d'exploitation liées à la rémunération alors que les autres composantes du coût net devront être présentées dans les dépenses autres que d'exploitation. Ces nouvelles directives ne permettent que la capitalisation de la composante « coût des services rendus ». Ces directives s'appliqueront de façon rétrospective ou prospective dépendamment de la modification aux états financiers intermédiaires et annuels à compter de l'exercice débutant le 1^{er} octobre 2018. Énergir, s.e.c. ne prévoit pas que l'adoption de ces nouvelles directives ait un impact significatif sur ses états financiers consolidés.

En août 2018, le FASB a publié l'ASU 2018-14, *Compensation – Retirement Benefits – Defined Benefit Plans – General (Subtopic 715-20): Disclosure Framework*. Les nouvelles directives ajoutent, modifient et clarifient certaines exigences en matière de divulgation pour les entités ayant des régimes de retraite à prestations définies ou des régimes d'avantages complémentaires à la retraite. Ces directives s'appliqueront de façon rétrospective à compter de l'exercice débutant le 1^{er} octobre 2020. Une adoption anticipée est également permise. Énergir, s.e.c. examine présentement l'incidence de ces nouvelles directives sur ses états financiers consolidés.

Intangibles

En août 2018, le FASB a publié l'ASU 2018-15, *Intangibles-Goodwill and Other – Internal-Use Software (Subtopic 350-40): Customer's Accounting for Implementation Costs Incurred in a Cloud Computing Arrangement That Is a Service Contract*. Les modifications de cette mise à jour alignent les exigences liées à la capitalisation des coûts d'implantation engagés lors des contrats de service d'hébergement avec les exigences de capitalisation des coûts engagés pour développer ou obtenir un logiciel à l'interne. Cette mise à jour ne vient pas modifier la comptabilité de la composante service d'un contrat d'hébergement. Ces directives s'appliqueront de façon rétrospective ou prospective à tous les coûts d'implantation engagés après la date d'adoption, soit à compter de l'exercice débutant le 1^{er} octobre 2020. Une adoption anticipée est également permise. Énergir, s.e.c. examine présentement l'incidence de ces nouvelles directives sur ses états financiers consolidés.

4. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

CDH

Le 21 décembre 2016, Énergir, s.e.c., par l'entremise de sa filiale Gaz Métro Plus, a procédé à l'acquisition de 50 % des parts émises et en circulation de Société en commandite CDH Solutions & Opérations (« CDH ») qui étaient détenues par l'autre coentrepreneur en échange d'une contrepartie en espèces de 25 800 \$ (montant de 21 920 \$, déduction faite de la trésorerie disponible de 3 880 \$ au moment de l'acquisition). CDH détient principalement une participation de 100 % dans Énergir, chaleur et climatisation urbaines, s.e.c. (« ECCU »), auparavant Climatisation et Chauffage Urbains de Montréal, s.e.c., dont la principale activité est de gérer et d'exploiter trois réseaux distincts de vapeur, d'eau chaude et d'eau froide s'étendant sur trois km et répondant aux besoins de chauffage et de climatisation de certains espaces commerciaux au centre-ville de Montréal.

Ces nouvelles parts acquises s'ajoutent au 50 % des parts émises et en circulation de CDH qui étaient précédemment détenues par Gaz Métro Plus, lui conférant ainsi le contrôle de CDH et donc d'ECCU. Cette acquisition a pour objectif de poursuivre le développement et la croissance de cet actif stratégique qui permet de desservir les besoins énergétiques d'espaces commerciaux.

Avant cette transaction, la participation dans CDH était comptabilisée à la valeur de consolidation. À la date de la transaction, Énergir, s.e.c. a cessé d'utiliser la méthode de la valeur de consolidation et a comptabilisé la transaction selon l'ASC 810, *Consolidation* et l'ASC 805, *Business Combinations*. Par conséquent, les résultats financiers de CDH ont été inclus à 100 % dans les états financiers consolidés d'Énergir, s.e.c. à compter du 21 décembre 2016.

Puisque cette transaction correspond à une acquisition par étapes d'une filiale, la valeur comptable de la participation établie selon la méthode de la valeur de consolidation immédiatement avant la transaction a été réévaluée à la juste valeur de 25 800 \$, laquelle fut déterminée sur la base de la juste valeur de la contrepartie en espèces versée au coentrepreneur dans le cadre de la transaction. À la suite de cette réévaluation, un gain de 12 475 \$ a été comptabilisé à l'état consolidé des résultats, incluant l'effet du reclassement de tous les montants comptabilisés antérieurement au cumul des autres éléments du résultat étendu relativement à cette participation.

La juste valeur totale de l'entreprise acquise a été établie de la façon suivante :

Juste valeur de la contrepartie en espèces versée au coentrepreneur	25 800
Juste valeur de la participation dans CDH détenue immédiatement avant la transaction	25 800
Juste valeur totale de l'entreprise acquise	51 600

L'allocation du prix d'achat de la juste valeur de l'entreprise acquise se détaille comme suit :

Éléments d'actifs acquis	
Actifs à court terme	5 626
Propriétés, aménagements et équipements	23 591
Relations clients et autres	13 198
Total des actifs acquis	42 415
Éléments de passifs assumés	
Passifs à court terme	1 923
Passifs à long terme	3 634
Total des éléments de passifs assumés	5 557
Valeur totale de l'actif net identifiable acquis	36 858
Écart d'acquisition	14 742
Valeur totale de l'actif net acquis	51 600

L'écart d'acquisition est non déductible aux fins des impôts sur les bénéfices. Les principaux facteurs ayant contribué à la comptabilisation de l'écart d'acquisition sont (i) la capacité démontrée par ECCU au fil des années d'offrir une solution énergétique fiable, sécuritaire et à un prix concurrentiel, (ii) la localisation unique et stratégique de ses réseaux au centre-ville de Montréal et (iii) la réalisation prévue d'économies sur le plan des frais de gestion de CDH.

STANDARD SOLAR

Le 26 avril 2017, Énergir, s.e.c., par l'entremise de sa filiale NNEEC, a procédé à l'acquisition de la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de Standard Solar, pour une contrepartie en espèces de 21 978 \$ (16 170 \$ US) (montant de 20 748 \$, déduction faite de la trésorerie disponible de 1 230 \$ au moment de l'acquisition), financée à partir de la facilité de crédit de NNEEC. Basée dans l'État du Maryland, Standard Solar est une entreprise américaine qui s'inscrit comme un leader verticalement intégré dans le secteur de l'énergie solaire qui fournit les services suivants dans les secteurs commercial, industriel et institutionnel :

- Fournisseurs de services : Contracteur (services d'ingénierie, de gestion des approvisionnements et de construction de systèmes solaires) et opérateur (services d'exploitation et de maintenance de systèmes solaires); et
- Producteur : Développeur et détenteur de systèmes solaires dont l'énergie produite est vendue aux clients ayant signé des ententes d'approvisionnement à long terme.

Standard Solar exerce ses activités dans de nombreux états américains et possède actuellement un portefeuille de projets en construction et en développement en plus d'offrir des services d'opérateur pour un portfolio de plus de 100 MW de capacité installée. Cadrant avec sa vision stratégique, cette acquisition permettra à Énergir, s.e.c. d'accroître sa présence et son expertise dans le secteur de l'énergie solaire et de bonifier sa présence dans le segment des énergies renouvelables.

L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition conformément aux directives de l'ASC 805, *Business Combinations*. Par conséquent, les résultats financiers de Standard Solar ont été inclus dans les états financiers consolidés d'Énergir, s.e.c. à compter du 26 avril 2017. Le tableau qui suit présente l'allocation du prix d'achat de la juste valeur de l'entreprise acquise de 21 978 \$ entre les actifs acquis et les passifs pris en charge à la date de l'acquisition.

Éléments d'actifs acquis	
Actifs à court terme	7 872
Propriétés, aménagements et équipements	2 043
Autres actifs à long terme	6 709
Total des actifs acquis	<u>16 624</u>
Éléments de passifs assumés	
Passifs à court terme	11 531
Total des éléments de passifs assumés	<u>11 531</u>
Valeur totale de l'actif net identifiable acquis	<u>5 093</u>
Écart d'acquisition	16 885
Valeur totale de l'actif net acquis	<u>21 978</u>

L'écart d'acquisition est non déductible aux fins des impôts sur les bénéfices. Les principaux facteurs ayant contribué à la comptabilisation de l'écart d'acquisition sont (i) le savoir-faire de la main-d'œuvre acquise, (ii) la notoriété de Standard Solar et (iii) le réseau de partenaires développeurs permettant une couverture géographique étendue englobant la majorité des états américains.

5. RÉGLEMENTATION DES TARIFS

APPROBATION DES TARIFS

Énergir, s.e.c. exerce ses activités dans divers secteurs assujettis à la réglementation selon laquelle les coûts liés à l'énergie et à la prestation des services sont recouverts dans les tarifs facturés aux clients. Les informations qui suivent présentent les principales entreprises ayant des activités à tarifs réglementés et les incidences de la réglementation sur les traitements comptables qui en découlent.

Établissement réglementé au Canada

DaQ

Les activités de la DaQ sont régies par la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Les tarifs des exercices 2018 et 2017 ont été établis en fonction d'une méthode fondée sur le coût de service. La méthode du coût de service permet à la DaQ

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

de fixer ses tarifs chaque année de manière à recouvrer les frais prévus afin de desservir sa clientèle et à tirer un rendement de base juste et raisonnable sur l'avoir présumé des associés affecté à cette activité.

Le coût moyen pondéré du capital sur la base de tarification doit être fixé en utilisant une structure de capital dite présumée. Dans cette structure, l'avoir présumé des associés est de 46,0 %, dont 38,5 % sont rémunérés comme s'il s'agissait d'actions ordinaires et 7,5 % comme s'il s'agissait d'actions privilégiées.

Le taux de rendement de base autorisé sur l'avoir ordinaire présumé est habituellement établi à partir de l'application d'une formule d'ajustement automatique approuvée par la Régie. La Régie a accepté de ne pas appliquer la formule d'ajustement automatique et de fixer ce taux à 8,90 % pour les exercices 2018 et 2019 comme elle l'avait fait pour les exercices 2012 à 2017.

Quant au service de fourniture, c'est-à-dire l'approvisionnement en gaz naturel, la *Loi sur la Régie de l'énergie* prévoit que le gaz naturel soit revendu par le distributeur au coût réel d'approvisionnement. Le tarif de fourniture de gaz naturel est ajusté mensuellement selon le mécanisme d'ajustement tarifaire en place.

Établissements réglementés aux États-Unis

VGS et GMP

VGS et GMP sont deux filiales détenues indirectement en propriété exclusive par Énergir, s.e.c. et qui sont soumises à la réglementation du VPUC. La tarification de leurs activités est établie à l'aide d'une méthode fondée sur le coût de service. Les tarifs de base de VGS et de GMP sont approuvés annuellement par le VPUC. Selon les mécanismes d'ajustement tarifaire en place, le prix du gaz naturel est ajusté annuellement dans le cas de VGS alors que le prix de l'électricité est ajusté annuellement pour GMP.

Le tableau suivant présente un sommaire de l'encadrement réglementaire de chacune de ces filiales pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017.

	2018		2017	
	Avoir présumé des actionnaires (en %)	Taux de rendement autorisé sur l'avoir ordinaire (en %)	Avoir présumé des actionnaires (en %)	Taux de rendement autorisé sur l'avoir ordinaire (en %)
VGS	50,0	8,50	50,0	8,50
GMP	48,6	9,10	50,3	9,02

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Le tableau suivant présente la valeur comptable nette des actifs et passifs réglementaires aux 30 septembre 2018 et 2017 :

	Période de recouvrement / règlement résiduel (en années)	2018	2017
Actifs réglementaires ¹⁾			
Compte de stabilisation tarifaire relié à la température et au vent (a)	1 à 2	11 105	18 371
Frais reliés au coût de l'énergie (b)	1 à 2	118 511	115 759
Subventions octroyées (c)	1 à 10	91 967	95 559
Frais reliés aux instruments financiers (d)	1 à 8	29 845	66 894
Frais reliés aux programmes d'efficacité énergétique (e)	1 à 10	38 458	26 268
Frais reliés aux avantages sociaux futurs (f)	Indéterminable	252 137	278 871
Frais reliés à la décontamination et au démantèlement des sites aux États-Unis (g)	1 à 20	12 008	12 401
Frais reliés aux mécanismes de partage des profits et pertes (h)	1 à 2	47 320	78 696
Frais reliés aux impôts sur les bénéfices (i)	Indéterminable	7 370	11 357
Frais reliés au renouvellement du parc de compteurs (j)	—	—	2 794
Frais reliés aux tempêtes (k)	1 à 2	17 637	4 072
Frais reliés à la quote-part aux divers fonds en efficacité énergétique (l)	1 à 3	7 915	13 616
Frais reliés aux impôts reportés à la suite de la réforme fiscale américaine (q)	Indéterminable	13 007	—
Autres	Indéterminable	25 812	19 808
		673 092	744 466
Portions présentées au bilan :			
Court terme		197 893	202 376
Long terme		475 199	542 090
		673 092	744 466
Passifs réglementaires ¹⁾			
Compte de stabilisation tarifaire relié à la température et au vent (a)	1 à 2	5 768	1 213
Compte de stabilisation tarifaire relié aux écarts d'inventaire (a)	1 à 2	10 786	6 960
Crédits reliés au coût de l'énergie (b)	1 à 2	11 809	41 677
Crédits reliés aux instruments financiers (d)	1 à 3	14 819	13 583
Crédits reliés aux mécanismes de partage des profits et pertes (h)	1 à 2	76 002	27 938
Crédits reliés aux programmes d'efficacité énergétique (e)	1 à 10	3 503	5 689
Crédits reliés au Fonds pour l'expansion et la fiabilité du réseau (m)	1 à 3	24 386	29 968
Crédits reliés au programme d'assistance électrique (n)	1 à 2	438	4 502
Coûts éventuels de retrait des propriétés, aménagements et équipements (o)	Indéterminable	358 890	329 124
Crédits reliés à la participation dans GMP Solar (p)	1	514	7 722
Crédits reliés aux impôts reportés à la suite de la réforme fiscale américaine (q)	Indéterminable	264 273	—
Autres	Indéterminable	21 745	12 908
		792 933	481 284
Portions présentées au bilan :			
Court terme		132 330	99 445
Long terme		660 603	381 839
		792 933	481 284

¹⁾ L'amortissement net des actifs et passifs réglementaires est de 23 207 \$ en 2018 (15 295 \$ en 2017).

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

- (a) Énergir, s.e.c. maintient des comptes de stabilisation tarifaire dans le but de pallier les effets imprévisibles et incontrôlables sur les activités de la DaQ des variations de la température et du vent ainsi que des écarts d'inventaire de gaz naturel. Ces APR sont amortis sur une période de deux ans dès l'année suivant leur constatation initiale.

VGS bénéficie, quant à elle, d'un mécanisme similaire pour les variations de la température. Les variations annuelles de la température sont amorties de façon à être recouvrées ou remboursées à même les tarifs au cours de l'exercice subséquent.

- (b) Les APR reliés au coût de l'énergie sont composés des contreparties reliées aux réévaluations des stocks, des écarts de facturation et des autres ajustements du coût de l'énergie distribuée afin d'annuler les effets découlant de la vente d'énergie sur les résultats, comme prescrit par les organismes réglementaires.
- (c) Les subventions octroyées sont principalement composées de sommes et d'autres formes d'aides données aux clients de la DaQ et de VGS pour l'achat d'équipements afin de se convertir au gaz naturel ou pour remplacer leurs équipements actuels par des équipements ayant une meilleure efficacité énergétique.
- (d) Les actifs et passifs reliés aux instruments financiers correspondent aux impacts nets des réévaluations des instruments financiers dérivés des entreprises du secteur de la distribution d'énergie. Ces actifs et passifs réglementaires seront recouverts ou remboursés à même les tarifs futurs lorsque les instruments financiers dérivés seront réglés.
- (e) Énergir, s.e.c. a mis sur pied des programmes d'efficacité énergétique auxquels ses clients peuvent participer en respectant certains critères. Énergir, s.e.c. engage donc des déboursés pour développer des programmes et verser des subventions aux clients qui y participent.

Les actifs et les passifs reliés aux programmes d'efficacité énergétique de la DaQ sont composés de montants octroyés aux clients de la DaQ dans le cadre de divers programmes énergétiques ainsi que des écarts entre les déboursés réels et ceux projetés en début d'exercice au dossier tarifaire. Les subventions octroyées sont reportées durant l'exercice courant et sont amorties sur une période de 10 ans à compter de l'exercice suivant. Les écarts budgétaires sont amortis sur un an à compter du deuxième exercice suivant leur capitalisation.

Quant à GMP, les frais reliés à ses fonds en efficacité énergétique sont composés des sommes déposées dans les différents fonds au cours de l'exercice. Ces frais sont reportés durant l'exercice courant, puis amortis sur une période de 10 ans à compter de l'exercice suivant.

- (f) Les actifs réglementaires reliés aux avantages sociaux futurs sont relatifs à certains régimes de RPD et d'ACR. Ces actifs comprennent les éléments suivants :
- soldes non amortis des pertes actuarielles nettes qui étaient amortis selon la méthode du corridor;
 - soldes non amortis des coûts des services passés lors de la première application des PCGR des États-Unis;
 - écarts entre les traitements réglementaires et les méthodes comptables créés lors de la première application des PCGR des États-Unis par la DaQ;
 - écarts entre les traitements réglementaires et les méthodes comptables créés lors d'une acquisition d'entreprise; et
 - écart budgétaire, soit la différence entre le coût net des prestations projetées estimé lors de la préparation de la cause tarifaire et le coût réel.

La note 19 fournit plus de détails quant à la composition de ces APR.

- (g) Les actifs réglementaires reliés à la décontamination et au démantèlement des sites aux États-Unis sont constitués, au 30 septembre 2018, de coûts déjà engagés de 8 136 \$ (8 445 \$ en 2017) et de déboursés futurs estimés de 3 872 \$ (3 956 \$ en 2017) pour décontaminer un terrain sur lequel était située une usine de gaz manufacturé ayant cessé ses activités en 1966. Ils sont amortis sur une période de 10 à 20 ans par VGS et GMP. La contrepartie des déboursés futurs estimés est incluse dans la rubrique Autres éléments du passif à long terme au bilan consolidé. Comme approuvé par le VPUC, les actifs reliés à la décontamination et au démantèlement des sites aux États-Unis sont amortis de manière à être récupérés dans les tarifs futurs sans rendement sur le capital investi.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

- (h) Les actifs et passifs réglementaires reliés aux mécanismes de partage des profits et pertes se composent de montants relatifs à la DaQ. En vertu du mécanisme de partage de profits et de pertes, la Régie exige que l'excédent de rendement ou le manque à gagner attribuable aux clients soit remis ou récupéré principalement sous forme d'ajustement des tarifs dans l'exercice suivant son approbation. Ces actifs et passifs réglementaires sont enregistrés dans les exercices au cours desquels ils sont engendrés.
- (i) Les actifs réglementaires reliés aux impôts sur les bénéfices sont constitués principalement de sommes à récupérer à même les tarifs futurs de VGS et de GMP relativement à l'écart entre la charge d'impôts sur les bénéfices calculée selon la méthode utilisée aux fins de l'établissement des tarifs et celle établie conformément à l'ASC 740, *Income Taxes*, du FASB.
- (j) Les actifs réglementaires reliés au renouvellement du parc de compteurs sont constitués des sommes engagées par GMP pour le retrait des compteurs qui ont été remplacés par des compteurs de nouvelle génération dans le cadre du déploiement de son réseau de distribution d'électricité intelligent. Ces actifs réglementaires ont été complètement amortis.
- (k) Les actifs réglementaires reliés aux tempêtes sont composés de dépenses relatives à des facteurs exogènes affectant le réseau de GMP qui excèdent le montant de 1 200 \$ US autorisé par le régime de réglementation alternative et qui sont récupérables auprès des clients sur une période de 24 mois.
- (l) Les actifs réglementaires reliés à la quote-part aux divers fonds en efficacité énergétique sont composés de sommes à récupérer dans les tarifs futurs de la DaQ et ils représentent l'écart entre le paiement réellement effectué à l'organisme responsable de l'efficacité énergétique et le montant prévu au dossier tarifaire. Ces actifs réglementaires sont amortis sur une période de deux ans à compter du deuxième exercice subséquent.
- (m) Les passifs réglementaires reliés au Fonds pour l'expansion et la fiabilité du réseau sont composés de réductions tarifaires accordées aux clients, reliées aux baisses du prix du gaz naturel par rapport au prix prévu au dossier tarifaire. Ce fonds permet à VGS de déposer dans un compte d'équivalents de trésorerie, soumis à des restrictions, les sommes retenues qui auraient autrement permis une réduction des tarifs et de les utiliser pour appuyer le développement du réseau dans d'autres régions avec peu ou pas d'impact tarifaire. Dans le cas où l'expansion du réseau n'aurait pas lieu, les sommes seront retournées aux clients. Ces sommes seront entièrement retournées aux clients d'ici le 30 septembre 2021. En contrepartie de ce passif réglementaire, un actif totalisant 24 584 \$ et 30 879 \$ est comptabilisé à titre d'équivalents de trésorerie soumis à des restrictions au bilan consolidé aux 30 septembre 2018 et 2017, respectivement.
- (n) Le programme d'assistance électrique de GMP est financé par une redevance imposée par compteur pour tous les types de clients. Les sommes perçues permettent de réduire de 25 % le tarif d'électricité des clients résidentiels à faibles revenus admissibles et de couvrir les dépenses administratives afférentes au programme. Les passifs réglementaires reliés au programme d'assistance électrique sont donc constitués de l'excédent des sommes perçues par les redevances sur les coûts engagés par GMP aux 30 septembre 2018 et 2017. Dans le cas où des sommes seraient perçues en trop, elles pourraient être réattribuées aux clients par l'entremise d'un crédit sur leur facture ou elles pourraient être utilisées pour le développement du programme en fonction d'une décision du VPUC.
- (o) En vertu de traitements réglementaires, Énergir, s.e.c. comptabilise, relativement aux activités de distribution d'énergie, l'estimation des coûts éventuels de retrait liés à des propriétés, aménagements et équipements. Ces coûts sont récupérés à même les tarifs principalement par le biais des taux d'amortissement en augmentation des passifs réglementaires, tandis que les coûts réels de retrait sont, pour leur part, enregistrés en diminution des passifs réglementaires.
- (p) Les crédits reliés à la participation dans GMP Solar correspondent à la différence entre la quote-part des résultats établie selon le taux de participation et celle établie selon la méthode de la LHVC créée lors de la mise en service des parcs solaires en 2017 ainsi que certains frais de développement liés à GMP Solar. En vertu des traitements réglementaires en vigueur, la quote-part des résultats dans GMP Solar incluse dans les tarifs est celle établie selon le taux de participation et toute différence est comptabilisée à titre de passif réglementaire amorti linéairement sur deux ans.
- (q) En décembre 2017, le gouvernement américain a adopté une législation fiscale, communément appelée *Tax Cuts and Jobs Act* (« réforme fiscale américaine »), apportant des changements importants au code fiscal américain, dont notamment une réduction du taux d'imposition, applicables aux filiales d'Énergir, s.e.c. À la suite de cette réforme, des actifs et passifs réglementaires ont été comptabilisés afin de refléter les sommes qui seront retournées ou récupérées des clients par le biais des tarifs futurs sur différentes périodes d'amortissement, s'étalant sur 40 ans, sujettes à l'approbation d'organismes de réglementation.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

6. CLIENTS ET AUTRES DÉBITEURS

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Comptes clients	206 738	178 967
Taxes à recevoir	89	2 816
Autres débiteurs	22 710	10 703
	<u>229 537</u>	<u>192 486</u>

7. STOCKS

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Gaz naturel	53 689	73 179
Fournitures et matériaux	27 623	23 706
	<u>81 312</u>	<u>96 885</u>

8. PROPRIÉTÉS, AMÉNAGEMENTS ET ÉQUIPEMENTS

				<u>2018</u>
	<u>Coût</u>	<u>Amortissement cumulé</u>	<u>Projets en cours</u>	<u>Total</u>
Distribution	4 218 514	1 431 675	76 726	2 863 565
Production	710 687	147 241	43 510	606 956
Transport	548 772	20 874	15 670	543 568
Entreposage	49 598	18 255	1 841	33 184
Services énergétiques	218 989	69 726	8 476	157 739
Installations générales	473 597	166 960	12 129	318 766
	<u>6 220 157</u>	<u>1 854 731</u>	<u>158 352</u>	<u>4 523 778</u>

				<u>2017</u>
	<u>Coût</u>	<u>Amortissement cumulé</u>	<u>Projets en cours</u>	<u>Total</u>
Distribution	3 977 525	1 340 632	72 336	2 709 229
Production	620 090	117 281	31 968	534 777
Transport	449 214	13 155	76 478	512 537
Entreposage	49 349	18 103	380	31 626
Services énergétiques	208 382	63 496	5 385	150 271
Installations générales	463 984	158 329	9 655	315 310
	<u>5 768 544</u>	<u>1 710 996</u>	<u>196 202</u>	<u>4 253 750</u>

Distribution : Ces actifs sont relatifs à la distribution d'électricité à de basses tensions (habituellement de moins de 34,5 kilovolts) et à la distribution de gaz naturel à de basses pressions (habituellement de moins de 5 000 kilopascals).

Production : Ces actifs comprennent les centrales hydroélectriques, les barrages, les éoliennes, les installations solaires et les équipements connexes utilisés pour la production d'électricité.

Transport : Ces actifs sont relatifs au transport de gaz naturel à de hautes pressions (habituellement de 5 000 kilopascals et plus) et au transport d'électricité à de hautes pressions (habituellement de 34,5 kilovolts et plus).

Entreposage : Ces actifs comprennent les terrains, les bâtiments, les réservoirs et les équipements utilisés pour l'entreposage du gaz naturel.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

Services énergétiques : Ces actifs comprennent les infrastructures de production de gaz naturel liquéfié (« GNL ») liées aux activités à tarifs non réglementés, les actifs de production et de transmission d'énergie à partir d'une centrale thermique ainsi que des appareils en location fonctionnant au gaz naturel et à l'électricité.

Installations générales : Ces actifs comprennent les terrains, les bâtiments, les équipements, les véhicules ainsi que les biens liés aux technologies de l'information et aux bureaux administratifs.

Le coût des propriétés, aménagements et équipements non amortissables, excluant les projets en cours, au 30 septembre 2018 et 2017, est respectivement de 28 490 \$ et de 29 791 \$ et représente principalement le coût des terrains et des droits afférents.

Énergir, s.e.c. détient des appareils qu'elle loue en vertu de contrats de location-exploitation. Ces appareils en location ont un coût et un amortissement cumulé respectivement de 81 885 \$ et de 44 991 \$ au 30 septembre 2018, comparativement à 73 959 \$ et 41 885 \$ au 30 septembre 2017. Les revenus tirés de ces contrats de location-exploitation représentent 10 628 \$ et 10 186 \$ pour les exercices 2018 et 2017, respectivement.

La charge d'amortissement est de 207 194 \$ en 2018, comparativement à 191 867 \$ en 2017.

ACTIFS SOUS CONTRÔLE CONJOINT

Le tableau suivant présente les informations financières sommaires relatives à chacune des participations dans des actifs sous contrôle conjoint aux 30 septembre 2018 et 2017 inclus principalement dans les actifs de distribution et production :

	2018			
	Taux de participation (en %)	Quote-part de la capacité (en MWh)	Quote-part de l'actif	Quote-part de l'amortissement cumulé
Joseph C. McNeil	31,0	16,7	38 996	35 159
Wyman #4	2,9	17,6	8 168	8 091
Stony Brook #1	8,8	31,0	15 830	14 759
Metallic Neutral Return ¹⁾	59,4	—	2 018	2 018
Millstone Unit #3	1,7	21,4	108 001	64 123
				2017
	Taux de participation (en %)	Quote-part de la capacité (en MWh)	Quote-part de l'actif	Quote-part de l'amortissement cumulé
Joseph C. McNeil	31,0	16,7	36 983	32 719
Wyman #4	2,9	17,6	7 892	7 583
Stony Brook #1	8,8	31,0	15 278	14 078
Metallic Neutral Return ¹⁾	59,4	—	1 949	1 928
Millstone Unit #3	1,7	21,4	103 327	60 676

¹⁾ Metallic Neutral Return est un conducteur neutre pour une interconnexion électrique.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

9. ACTIFS INCORPORELS

			2018
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Droits d'émission de GES	311 526	80 058	231 468
Développement informatique	231 621	143 612	88 009
Droits et licences	18 468	7 751	10 717
Relations clients et autres	12 544	877	11 667
	574 159	232 298	341 861
2017			
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Droits d'émission de GES	561 546	256 491	305 055
Développement informatique	223 660	133 112	90 548
Droits et licences	17 098	7 065	10 033
Relations clients et autres	12 544	375	12 169
	814 848	397 043	417 805

Les actifs incorporels capitalisés totalisent 57 834 \$ en 2018 et 69 818 \$ en 2017. De ce montant, 47 447 \$ sont associés à des actifs acquis et 10 387 \$ sont associés à des actifs générés à l'interne en 2018 (55 360 \$ et 14 458 \$ en 2017).

La charge d'amortissement des actifs incorporels est de 136 009 \$ en 2018 et de 116 526 \$ en 2017, incluant celle relative aux droits d'émission de GES comptabilisée à la rubrique Coûts directs à l'état consolidé des résultats totalisant 114 635 \$ en 2018 (95 611 \$ en 2017).

Les droits d'émission de GES de la dernière période de conformité qui était complètement amortis ont été radiés.

L'amortissement annuel moyen pour chacun des cinq prochains exercices devrait s'établir comme suit :

2019	131 678
2020	134 359
2021	25 504
2022	18 372
2023	14 351

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

10. PLACEMENTS

	Taux de participation (en %)	2018	2017
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation			
Participations dans des coentreprises			
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	50,0	84 869	85 263
Groupe Intragaz (« Intragaz »)	40,0 à 60,0	70 223	68 367
Parcs éoliens SDB	50,0	18 068	17 632
Autres		4 536	4 533
		177 696	175 795
Participations dans des satellites			
Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS ») (a)	38,3	118 911	127 269
Vermont Transco LLC (« Transco ») (73,5 % en 2017) (b)	73,6	755 431	660 494
Vermont Electric Power Company, Inc.	38,8	12 733	12 509
Autres		3 594	4 874
		890 669	805 146
Total des participations comptabilisées à la valeur de consolidation		1 068 365	980 941
Fonds de placement		188 510	181 611
Autres placements		20 418	17 632
Valeur de rachat de polices d'assurance-vie ¹⁾		29 819	27 548
		1 307 112	1 207 732

¹⁾ Il s'agit de polices d'assurance sur la vie de dirigeants actifs et à la retraite.

PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES ET DES SATELLITES

- (a) Le placement dans PNGTS a été donné en garantie de billets de premier rang de 22 366 \$ (18 102 \$ US) aux créanciers de cette société au 30 septembre 2018.
- (b) Au cours de l'exercice 2018, Énergir, s.e.c. a investi un montant de 49 600 \$ (39 000 \$ US) dans Transco, augmentant ainsi son niveau de participation de 73,5 % à 73,6 % (43 294 \$ (34 423 \$ US) au cours de l'exercice 2017). Au cours de l'exercice 2018, Énergir, s.e.c. a aussi déboursé 40 780 \$ (32 370 \$ US) relativement à l'augmentation de sa participation dans Transco, inclus dans les fournisseurs et charges à payer au 30 septembre 2017. Ces fonds sont destinés à financer les investissements en capital dans des activités reliées à la transmission d'électricité.

Le tableau suivant présente les informations financières sommaires à 100 % des coentreprises et des satellites qui sont comptabilisées à la valeur de consolidation par Énergir, s.e.c. :

	Exercices clos les 30 septembre	
	2018	2017
État des résultats		
Revenus	592 207	559 160
Bénéfice net	185 149	194 516
Bilan		
Actif à court terme	166 686	200 715
Actif à long terme	3 218 057	3 093 462
Passif à court terme	154 941	195 208
Passif à long terme	1 607 578	1 625 264

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

FONDS DE PLACEMENT

Les fonds de placement sont composés principalement de fonds en fiducie que GMP détient, par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive, Vermont Yankee Nuclear Power Corporation (« VYNPC »), relativement à l'élimination de combustible nucléaire irradié. Les sommes investies dans ce fonds de placement seront utilisées afin de payer les frais du Department of Energy (« DOE ») des États-Unis pour l'élimination du combustible nucléaire utilisé avant le 7 avril 1983. Pour plus de détails quant au passif afférent, se référer à la note 15.

VYNPC classe les titres détenus dans le fonds de placement relié à l'élimination de combustible nucléaire irradié dans la catégorie des titres disponibles à la vente. Le solde en fiducie constaté comprend des pertes nettes non réalisées de 1 422 \$ au 30 septembre 2018 (pertes nettes non réalisées de 245 \$ au 30 septembre 2017), qui furent comptabilisées à titre d'APR puisque tout gain ou perte réalisés donneront lieu à un ajustement ultérieur des tarifs facturés aux clients.

Le coût et la juste valeur des placements à long terme dans le fonds de placement relié à l'élimination de combustible nucléaire irradié aux 30 septembre 2018 et 2017 se présentaient comme suit :

	2018		2017	
	Coût	Juste valeur	Coût	Juste valeur
Obligations du Trésor américain	104 481	104 148	100 217	100 112
Obligations municipales	34 831	34 112	29 541	29 374
Obligations de sociétés et autres obligations	46 505	46 134	48 526	48 553
Fonds du marché monétaire	4 115	4 115	3 573	3 573
	189 932	188 509	181 857	181 612

Le tableau suivant présente la juste valeur des placements qui comportaient des pertes non réalisées qui ne sont pas considérées comme durables, regroupées par catégorie et en fonction de la période au cours de laquelle ces titres particuliers affichaient des pertes non réalisées continues aux 30 septembre 2018 et 2017 :

	2018					
	12 mois et moins		Plus de 12 mois		Total des placements affichant des pertes non réalisées	
	Juste valeur	Pertes non réalisées	Juste valeur	Pertes non réalisées	Juste valeur	Pertes non réalisées
Obligations du Trésor américain	64 768	(307)	6 535	(44)	71 303	(351)
Obligations municipales	8 462	(117)	25 649	(600)	34 111	(717)
Obligations de sociétés et autres	24 976	(197)	13 153	(213)	38 129	(410)
	98 206	(621)	45 337	(857)	143 543	(1 478)

	2017					
	12 mois et moins		Plus de 12 mois		Total des placements affichant des pertes non réalisées	
	Juste valeur	Pertes non réalisées	Juste valeur	Pertes non réalisées	Juste valeur	Pertes non réalisées
Obligations du Trésor américain	80 121	(122)	7 504	(46)	87 625	(168)
Obligations municipales	11 444	(61)	—	—	11 444	(61)
Obligations de sociétés et autres	16 933	(25)	1 328	(10)	18 261	(35)
	108 498	(208)	8 832	(56)	117 330	(264)

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

Pour l'exercice clos le 30 septembre 2018, les gains et pertes réalisés relativement au fonds de placement relié à l'élimination de combustible nucléaire irradié totalisaient respectivement 51 \$ et 1 170 \$ (853 \$ et 1 779 \$ pour l'exercice 2017), pour un produit total tiré de la vente de 299 955 \$ (190 723 \$ en 2017). Ces gains et pertes réalisés sont comptabilisés à la rubrique Frais financiers et autres à l'état consolidé des résultats. Aucune dépréciation n'a été comptabilisée au cours des exercices 2018 et 2017 relativement aux placements puisqu'aucune diminution de leur juste valeur au marché les ramenant potentiellement à une valeur inférieure à leur coût n'a été considérée comme durable.

Les échéances des titres de créance à revenu fixe détenus dans le fonds de placement relié à l'élimination de combustible nucléaire irradié au 30 septembre 2018 se présentaient comme suit :

Moins d'un an	54 403
De 1 an à 5 ans	112 957
De 5 à 10 ans	7 799
Plus de 10 ans	9 237
Total	184 396

11. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

GMP SOLAR

GMP Solar est une compagnie dont la mission est de construire, exploiter et maintenir cinq parcs solaires dans l'État du Vermont. En mai 2016, une entente de contribution en capital a été signée avec un investisseur afin qu'il finance une partie des parcs solaires en échange des avantages fiscaux. D'autres contrats ont été signés avec cet investisseur afin de fixer les modalités du partenariat qui sont communes à ce type de structure de placement. En vertu des différentes ententes, GMP a le pouvoir de diriger et de contrôler directement l'ensemble des activités, dont celles qui influencent le plus la performance et a l'obligation d'absorber les pertes et le droit de recevoir les bénéfices qui pourraient s'avérer importants. Par conséquent, GMP Solar est considérée comme une EDDV dont GMP est la principale bénéficiaire.

Le bénéfice net de GMP Solar est de 901 \$ (721 \$ US) pour l'exercice clos le 30 septembre 2018 (une perte nette de 561 \$ (397 \$ US) pour l'exercice 2017) et est alloué de la façon suivante aux associés, soit une perte nette de 670 \$ (507 \$ US) attribuable à GMP (un bénéfice net de 24 168 \$ (18 341 \$ US) pour l'exercice 2017) et un bénéfice net de 1 571 \$ (1 228 \$ US) attribuable à l'autre associé (une perte nette de 24 728 \$ (18 738 \$ US) pour l'exercice 2017). Cette disproportion entre les associés s'explique par l'utilisation de la méthode de la LHVC qui tient compte du fait que l'autre associé bénéficie d'avantages fiscaux additionnels à l'extérieur de la structure de GMP Solar.

Le bénéfice net 2017 de GMP Solar attribué à GMP pour l'exercice clos le 30 septembre 2017 incluait un gain de 15 167 \$ (11 445 \$ US) lié aux avantages fiscaux créés à la suite de la mise en service des parcs solaires. Toutefois, en contrepartie de ce gain, un passif réglementaire amortissable sur deux ans du même montant a été comptabilisé en 2017, conformément aux traitements réglementaires en vigueur, annulant ainsi l'impact de ce gain sur le bénéfice net. Par conséquent, seul le montant attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle a un impact sur le bénéfice net 2017.

Les actifs de GMP Solar sont de 76 844 \$ (59 532 \$ US) au 30 septembre 2018 et de 76 506 \$ (61 342 \$ US) au 30 septembre 2017 et représentent principalement des propriétés, aménagements et équipements. Les passifs de GMP Solar sont de 2 811 \$ (2 178 \$ US) au 30 septembre 2018 et de 2 237 \$ (1 794 \$ US) au 30 septembre 2017 et représentent principalement des fournisseurs et charges à payer.

TRANSCO

GMP détient des droits variables dans Transco, une EDDV dont l'activité principale est la transmission d'électricité dans l'État du Vermont. Il a été déterminé que GMP n'est pas la principale bénéficiaire étant donné qu'elle n'a pas le pouvoir de diriger et de contrôler les activités de Transco qui influencent le plus la performance et le rendement économique de l'entité. Par conséquent, GMP comptabilise son placement dans Transco à la valeur de consolidation à titre de placement dans une société satellite.

GMP fournit à Transco des capitaux et reçoit des participations qui lui confèrent des droits résiduels sur les actifs une fois que les passifs ont été payés. La valeur comptable de l'EDDV et le risque maximal de perte afférent à la

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

participation dans cette EDDV s'établissent à 755 431 \$ (585 242 \$ US) au 30 septembre 2018 (660 494 \$ (529 581 \$ US) au 30 septembre 2017).

STANDARD SOLAR

En octobre 2017, Standard Solar a signé une entente avec un investisseur afin de financer des parcs solaires. L'entente prévoit un investissement total d'environ 35 000 \$ US, dont 14 000 \$ US par l'investisseur. Au 30 septembre 2018, l'investisseur a injecté un montant de 11 826 \$ US. D'autres contrats ont également été signés en octobre 2017 avec cet investisseur afin de fixer les modalités du partenariat qui sont communes à ce type de partenariat. Le bénéfice net de Solar I attribué à Standard Solar variera entre 1 % et 33 % au cours des premières années. Ce pourcentage sera modifié lorsque l'investisseur aura obtenu le rendement prévu à l'entente. Puisque l'investisseur ne détient pas de droits de participation substantiels, Solar I est évaluée en tant qu'EDDV. Standard Solar a conclu qu'elle était la principale bénéficiaire, car elle a le pouvoir de diriger et de contrôler directement l'ensemble des activités de Solar I, dont celles influençant le plus la performance. De plus, Standard Solar a l'obligation d'absorber les pertes et a le droit de recevoir les bénéfices qui pourraient s'avérer importants. Par conséquent, tous les comptes de Solar I sont consolidés en utilisant la méthode de la LHVC.

Le bénéfice net de Solar I est de 678 \$ (521 \$ US) pour l'exercice clos le 30 septembre 2018. Ce bénéfice est alloué de la façon suivante aux associés, soit un bénéfice net de 11 908 \$ (9 238 \$ US) attribuable à Standard Solar et une perte nette de 11 230 \$ (8 717 \$ US) attribuable à l'autre associé. Cette disproportion entre les associés s'explique par l'utilisation de la méthode de la LHVC qui tient compte du fait que l'autre associé bénéficie d'attributs fiscaux additionnels à l'extérieur de la structure des parcs solaires.

Les actifs de Solar I sont de 42 049 \$ (32 576 \$ US) au 30 septembre 2018 et représentent principalement des propriétés, aménagements et équipements. Les passifs de Solar I sont de 6 948 \$ (5 383 \$ US) au 30 septembre 2018 et représentent principalement des sommes à payer à Standard Solar.

12. ÉCARTS D'ACQUISITION

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Solde au début	409 371	398 729
Additions	—	31 627
Écart de conversion	14 113	(20 985)
Solde à la fin	423 484	409 371

Aucune provision pour moins-value n'a été requise pour les exercices 2018 et 2017.

13. EMPRUNTS BANCAIRES

	Montants maximums autorisés	Taux d'intérêt (en %) (b)	Échéance	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Énergir, s.e.c.	50 000	—	—	—	—
Vermont (2,19 % en 2017) (a)	70 994	2,94	2020	37 742	43 818
Autre	6 000	—	2020	—	—
	<u>126 994</u>			37 742	43 818

(a) En juin 2018, VGS a remboursé ses deux facilités de crédit qui autorisaient un emprunt maximum de 65 000 \$ US et a signé une nouvelle convention de crédit d'un montant de 55 000 \$ US qui viendra à échéance en juin 2020. Le solde au 30 septembre 2018 est 29 239 \$ US (35 133 \$ US au 30 septembre 2017).

(b) Les facilités de crédit à court terme portent intérêt à des taux variables fondés sur le taux des acceptations bancaires, le taux préférentiel ou le taux LIBOR, majorés selon les termes de ces facilités.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

14. DETTE À LONG TERME

	Taux d'intérêt pondéré (en %)	Échéance	2018	2017
Énergir, s.e.c.				
Obligations de première hypothèque (a)	5,05	2019 à 2047	1 325 000	1 325 000
Billets garantis de premier rang (560 000 \$ US) (a)	4,12	2022 à 2048	722 848	698 432
Crédit à terme, garanti (1,22 % en 2017) (a), (e)	1,89	2023	257 720	256 761
Autres (1,45 % en 2017)	1,64	2019	7	545
			2 305 575	2 280 738
Vermont				
Obligations de première hypothèque (726 130 \$ US en 2018 et 708 410 \$ US en 2017) (5,20 % en 2017) (b)	5,14	2019 à 2047	937 289	883 528
Billets de premier rang, non garantis (220 000 \$ US) (c)	4,80	2022 à 2046	283 976	274 384
Crédit à terme, non garanti (73 511 \$ US en 2018 et 30 000 \$ US en 2017) (2,23 % en 2017) (b), (e)	2,92	2021	94 888	37 416
			1 316 153	1 195 328
Autres				
Crédits à terme, garantis (2,73 % en 2017) (d), (e)	3,22	2020 à 2023	10 841	17 691
Autre (2,69 % en 2017)	—	2018	—	84
			10 841	17 775
			3 632 569	3 493 841
Frais de financement, déduction faite de l'amortissement			16 725	17 494
			3 615 844	3 476 347
Échéances courantes			212 694	13 069
			3 403 150	3 463 278

VERSEMENTS DE CAPITAL

Les versements de capital requis au cours des prochains exercices pour respecter les échéances et les fonds d'amortissement sont de :

2019	212 694
2020	114 625
2021	286 652
2022	245 104
2023	271 032
Par la suite	2 502 462

- (a) Pour les obligations de première hypothèque, les billets garantis de premier rang ainsi que le crédit à terme autorisé de 800 000 \$, Énergir inc. a agi comme emprunteur au marché et a simultanément prêté le produit des emprunts à Énergir, s.e.c. à des conditions similaires.

Les obligations de première hypothèque sont garanties par Énergir, s.e.c. en vertu des actes de fiducie. Le crédit à terme autorisé de 800 000 \$ et les billets garantis de premier rang sont garantis par Énergir, s.e.c. en vertu des conventions qui les régissent. Les obligations de première hypothèque, les billets garantis de premier rang et le crédit à terme comportent également une hypothèque sur l'universalité des biens meubles et immeubles présents et futurs d'Énergir, s.e.c. et d'Énergir inc. situés dans la province de Québec. Ainsi, les créanciers bénéficient d'une hypothèque immobilière de premier rang sur les conduites et le réseau de gaz naturel présents et futurs d'Énergir, s.e.c.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

Les obligations de première hypothèque sont remboursables au gré d'Énergir, s.e.c., au plus élevé de la valeur nominale ou d'une valeur reflétant les conditions de marché, majorée des intérêts courus et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat. En vertu des ententes entre Énergir inc. et Énergir, s.e.c. à l'égard des obligations des différentes séries, Énergir, s.e.c. s'est engagée à effectuer le remboursement à leurs détenteurs.

Les actes de fiducie et autres conventions régissant la dette à long terme prévoient qu'Énergir, s.e.c. n'émettra pas de nouvelle dette à long terme si, compte tenu de celle-ci, le ratio de la dette à long terme par rapport au capital investi d'Énergir, s.e.c. excède 65 % et le ratio de couverture des intérêts sur la dette à long terme est inférieur à 1,5, sur la base de ses états financiers non consolidés. Les actes de fiducie et autres conventions régissant la dette à long terme prévoient aussi qu'Énergir, s.e.c. ne fera aucune distribution à ses associés si, compte tenu de celle-ci, le ratio de la dette à long terme par rapport au capital investi d'Énergir, s.e.c. excède 75 % sur la base de ses états financiers non consolidés.

Le ratio de la dette à long terme par rapport au capital investi aux termes des actes de fiducie et autres conventions régissant la dette à long terme d'Énergir, s.e.c. sur la base des états financiers non consolidés d'Énergir, s.e.c. se situe à 53,3 % au 30 septembre 2018 et 54,6 % au 30 septembre 2017.

Pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2017, le ratio de couverture des intérêts sur la dette à long terme, sur la base des états financiers non consolidés d'Énergir, s.e.c., est de 3,70 fois et de 4,29 fois, respectivement. Les actes de fiducie et autres conventions régissant la dette à long terme prévoient que le total des intérêts détenus par Énergir, s.e.c. dans des activités non réglementées reliées à l'énergie et dans des activités non reliées à l'énergie ne doit pas représenter plus de 10 % de son actif total non consolidé. Aux 30 septembre 2018 et 2017, les actifs détenus par Énergir, s.e.c. dans ces activités représentent respectivement 5,03 % et 4,07 % de son actif total non consolidé. De plus, dans le cas des activités non reliées à l'énergie, les intérêts détenus par Énergir, s.e.c. dans ces activités ne doivent pas représenter plus de 5 % de son actif total non consolidé. Aux 30 septembre 2018 et 2017, Énergir, s.e.c. ne détient aucun intérêt dans ces activités.

En avril 2018, Énergir inc. a prolongé l'échéance de sa facilité de crédit jusqu'en mars 2023. Les modalités de la convention de crédit originale demeurent inchangées. Les sommes empruntées en vertu de cette convention de crédit sont prêtées à Énergir, s.e.c. à des conditions similaires.

En mai 2017, Énergir inc. a prêté à Énergir, s.e.c. un montant de 200 000 \$, portant intérêt au taux annuel de 3,53 % et venant à échéance en mai 2047. Le prêt a été utilisé pour rembourser des dettes existantes et à des fins générales.

En octobre 2016, Énergir inc. a prêté à Énergir, s.e.c. un montant de 125 000 \$, portant intérêt au taux annuel de 3,28 % et venant à échéance en octobre 2046. Le prêt a été utilisé pour rembourser des dettes existantes et à des fins générales.

Une partie du crédit à terme est libellée en devises américaines, soit 74 983 \$ (58 090 \$ US) au 30 septembre 2018 et 71 028 \$ (56 950 \$ US) au 30 septembre 2017.

- (b) En septembre 2018, GMP a procédé, par voie de placement privé, à l'émission d'obligations de première hypothèque pour un montant en capital global de 45 000 \$ US, soit une série de 25 000 \$ US émise en septembre 2018 et une série de 20 000 \$ US qui sera émise en décembre 2018. Ces séries d'obligations viendront à échéance en septembre 2030 et en décembre 2048 et portent intérêt aux taux annuels de 3,84 % et de 4,20 %, respectivement.

En septembre 2018, la facilité de crédit de GMP d'un montant de 141 988 \$ (110 000 \$ US) a été remboursée à l'aide d'une nouvelle facilité de crédit. Cette nouvelle facilité autorise un crédit à terme de 180 712 \$ (140 000 \$ US) et viendra à échéance en septembre 2021.

En avril 2017, GMP a procédé, par voie de placement privé, à l'émission d'obligations de première hypothèque pour un montant en capital global de 80 000 \$ US, soit une série de 15 000 \$ US émise en avril 2017 et une série de 65 000 \$ US émise en juin 2017. Ces séries d'obligations viendront à échéance en avril 2047 et en juin 2029 et portent intérêt aux taux annuels de 4,17 % et de 3,45 %, respectivement.

La totalité des actifs de GMP est assujettie au privilège de l'acte de fiducie en vertu duquel les obligations de première hypothèque ont été émises. L'acte de fiducie des obligations de première hypothèque de GMP exige le maintien d'un ratio de la dette à long terme par rapport au capital investi n'excédant pas 65 %. Les obligations de première hypothèque contiennent certaines restrictions quant aux versements de dividendes par GMP. Selon

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

les conditions les plus restrictives, approximativement 195 972 \$ US des bénéficiaires non répartis sont libres de restrictions au 30 septembre 2018 comparativement à 162 606 \$ US au 30 septembre 2017. Certaines de ces obligations de première hypothèque requièrent des versements annuels dans un fonds d'amortissement.

Les obligations de première hypothèque sont garanties par la quasi-totalité des actifs de GMP. Les obligations de première hypothèque sont remboursables au gré de GMP, au plus élevé de la valeur nominale ou d'une valeur reflétant les conditions de marché, majorée des intérêts courus et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat.

- (c) En juin 2017, NNEEC a procédé, par voie de placement privé, à l'émission de billets de premier rang non garantis pour un montant de 50 000 \$ US en vertu d'une entente conclue en novembre 2016 avec une compagnie d'assurance. Ces billets de premier rang viendront à échéance en juin 2027 et portent intérêt au taux annuel de 3,25 %. Le produit de cette émission a été utilisé pour rembourser les billets de premier rang de Série A du même montant.
- (d) Les autres filiales d'Énergir, s.e.c. peuvent emprunter jusqu'à 30 000 \$ en vertu de facilités de crédit à terme, garanties par des hypothèques de premier rang.
- (e) Les crédits à terme portent intérêt à des taux fondés sur le taux des acceptations bancaires, le taux préférentiel ou le taux LIBOR, majorés selon les termes des conventions de crédit. Ces emprunts sont présentés à long terme lorsqu'Énergir, s.e.c. a l'intention et la capacité de les refinancer pour une période supérieure à un an.

Aux 30 septembre 2018 et 2017, Énergir, s.e.c. et ses filiales respectent toutes les exigences auxquelles elles sont soumises en vertu des divers actes de fiducie et conventions de crédit à terme régissant la dette à long terme.

Les frais financiers et autres comprennent l'amortissement des frais liés au financement de 2 036 \$ et de 2 042 \$ pour les exercices 2018 et 2017, respectivement.

15. AUTRES ÉLÉMENTS DU PASSIF À LONG TERME

	2018	2017
Passifs liés aux régimes de RPD (note 19)	166 412	181 952
Passifs liés aux régimes d'ACR (note 19)	120 889	114 495
Passifs liés à la rémunération différée de GMP et de VGS	10 337	9 875
Passifs liés à la décontamination et au démantèlement des sites aux États-Unis (a)	3 872	3 956
Passif lié à l'élimination de combustible nucléaire irradié (b)	191 731	182 377
Dépôts de clients	34 975	36 113
Autres	20 448	17 920
	548 664	546 688

- (a) Certaines filiales situées aux États-Unis, conjointement avec d'autres entreprises, ont été déclarées potentiellement responsables de la pollution d'un terrain sur lequel était située une usine de gaz manufacturé ayant cessé ses activités en 1966. Un protocole de règlement a été signé en 1999 entre l'Agence américaine de protection de l'environnement et les entreprises impliquées, comportant un plan d'action pour réhabiliter le site et un mode de partage des coûts. Les coûts encourus jusqu'à maintenant par VGS et GMP ont fait l'objet d'ententes avec le VPUC selon lesquelles ces sommes sont récupérées à même les tarifs sur une période de 10 à 20 ans. Si les déboursés futurs excèdent les provisions déjà enregistrées aux livres, de nouvelles demandes de récupération à même les tarifs seront déposées auprès du VPUC.
- (b) Ce passif représente la somme qui devra être versée par VYNPC au DOE pour l'élimination de combustible nucléaire irradié. Cette somme comprend un montant fixe unique établi en 1983 ainsi que des intérêts composés trimestriellement depuis cette date, comptabilisés en augmentation de ce passif en fonction du taux des bons du Trésor américain, comme prévu à l'entente avec le DOE. Cette somme devra être payée au plus tard à la première livraison de combustible irradié au DOE, laquelle date de livraison demeure indéterminable étant donné que le site de dépôt fédéral pour le combustible nucléaire irradié n'est pas encore connu.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

16. CAPITAL

AUTORISÉ

Nombre illimité de parts, chacune étant de rang égal à toute autre part et conférant les mêmes droits, privilèges et obligations.

ÉMIS ET EN CIRCULATION

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Nombre de parts aux 30 septembre (en milliers de parts)	<u>171 796</u>	<u>171 796</u>

En mars 2017, Énergir, s.e.c. a procédé, par voie de placement privé, à une émission de 4 545 455 nouvelles parts à ses associés au prix de 22,00 \$ par part, pour un produit total de 100 000 \$.

La Convention de société en commandite prévoit qu'Énergir, s.e.c. distribuera au moins 85,0 % de son bénéfice net, excluant les éléments non récurrents, sous réserve de certaines exceptions.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

17. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composante, s'établissent comme suit :

	Écarts de conversion	Couvertures de l'investissement net	Couvertures de flux de trésorerie	Avantages sociaux futurs	Participations à la valeur de consolidation	Total
Solde au 30 septembre 2017	186 969	(135 523)	(21 632)	(3 612)	(5 570)	20 632
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements aux résultats	53 153	(25 435)	(196)	(158)	2 347	29 711
Autres éléments du résultat étendu reclassés aux résultats	—	—	1 050	90	1 672	2 812
	53 153	(25 435)	854	(68)	4 019	32 523
Solde au 30 septembre 2018	240 122	(160 958)	(20 778)	(3 680)	(1 551)	53 155

	Écarts de conversion	Couvertures de l'investissement net	Couvertures de flux de trésorerie	Avantages sociaux futurs	Participations à la valeur de consolidation	Total
Solde au 30 septembre 2016	265 218	(172 810)	(23 188)	(7 639)	(17 184)	44 397
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements aux résultats	(78 249)	37 287	388	3 654	7 864	(29 056)
Autres éléments du résultat étendu reclassés aux résultats	—	—	1 168	373	3 750	5 291
	(78 249)	37 287	1 556	4 027	11 614	(23 765)
Solde au 30 septembre 2017	186 969	(135 523)	(21 632)	(3 612)	(5 570)	20 632

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

18. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

	Exercices clos les 30 septembre	
	2018	2017
Variation des autres actifs et passifs d'exploitation :		
Clients et autres débiteurs	(21 100)	2 549
Stocks	15 298	24 244
Frais payés d'avance	(681)	(1 763)
Fournisseurs et charges à payer	(15 960)	(10 285)
Impôts sur les bénéfices à payer et à recevoir	2 307	(2 074)
	(20 136)	12 671
Autres informations sur les éléments de trésorerie :		
Intérêts payés	159 286	156 510
Impôts payés	1 671	5 361

Les clients et autres débiteurs incluent des montants de 10 550 \$ au 30 septembre 2018 relativement à des subventions à recevoir pour l'acquisition de propriétés, aménagements et équipements. Les fournisseurs et charges à payer incluent des montants de 35 849 \$ au 30 septembre 2018 relativement à l'acquisition de propriétés, aménagements et équipements (38 812 \$ au 30 septembre 2017) ainsi que des montants de 43 294 \$ (34 423 \$ US) relativement à l'augmentation de la participation dans Transco au 30 septembre 2017. Ces transactions n'ont aucun effet de trésorerie et ne sont donc pas reflétées dans l'état consolidé des flux de trésorerie.

19. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Énergir, s.e.c. offre des régimes de RPD et à cotisations déterminées qui couvrent la presque totalité des salariés ainsi que des régimes de rémunération différée qui ne sont pas capitalisés. Pour les régimes à cotisations déterminées, les cotisations de l'employeur sont fondées sur les cotisations des salariés. Le coût constaté pour les régimes de retraite à cotisations déterminées et autres s'élève à 3 810 \$ pour l'exercice clos le 30 septembre 2018 et à 3 777 \$ pour l'exercice clos le 30 septembre 2017.

Pour leur part, les régimes de RPD sont des régimes capitalisés qui assurent des prestations de retraite établies selon la durée du service et le salaire des meilleures années de rémunération.

Les dates des évaluations actuarielles les plus récentes, ainsi que celles des prochaines évaluations obligatoires aux fins de capitalisation pour les régimes de retraite capitalisés, sont les suivantes :

	Date de l'évaluation actuarielle la plus récente	Date de l'évaluation actuarielle obligatoire
Énergir, s.e.c.	31 décembre 2015	31 décembre 2018
Gaz Métro Plus	31 décembre 2015	31 décembre 2018
VGS	1 ^{er} janvier 2018	1 ^{er} janvier 2019
GMP	1 ^{er} janvier 2018	1 ^{er} janvier 2019

Énergir, s.e.c. procure aussi des régimes d'ACR comprenant des couvertures supplémentaires de soins de santé et d'assurance-vie à la presque totalité de ses salariés, à leur conjoint et à leurs personnes à charge admissibles. Ces régimes ne sont toutefois pas capitalisés, sauf dans le cas de GMP.

Les tableaux suivants décrivent les engagements et les coûts liés aux avantages sociaux futurs ainsi que l'impact des coûts non comptabilisés à l'état consolidé des résultats de la DaQ.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

COMPOSANTES DE LA SITUATION DE CAPITALISATION DES RÉGIMES

Le tableau suivant présente les composantes de la situation de capitalisation des régimes inclus dans les autres éléments de passif à long terme des bilans consolidés aux 30 septembre 2018 et 2017.

	2018	2017	2018	2017
	Régimes de RPD	Régimes de RPD	Régimes d'ACR	Régimes d'ACR
Variation des obligations au titre des prestations projetées				
Solde au début	1 156 263	1 206 761	170 516	201 991
Coût des services rendus	30 371	35 316	5 491	6 615
Intérêts débiteurs	40 158	35 246	5 968	5 832
Cotisations des salariés	6 560	6 043	1 496	1 449
Cotisations autres et transferts des employés	4 668	4 071	—	—
Prestations versées	(52 618)	(48 611)	(7 452)	(7 779)
Gains actuariels	(10 716)	(78 166)	(8 108)	(34 791)
Acquisition d'une entreprise	—	14 214	—	—
Incidence des fluctuations du taux de change	10 634	(18 611)	1 852	(2 801)
Solde à la fin	1 185 320	1 156 263	169 763	170 516
Variation des actifs des régimes, à la juste valeur				
Solde au début	974 311	923 069	56 021	55 080
Rendement réel des actifs des régimes	48 082	51 487	3 128	6 965
Cotisations de l'employeur	30 669	39 754	2 849	3 208
Cotisations des salariés	6 560	6 043	1 496	1 449
Cotisations autres et transferts des employés	4 668	4 071	—	—
Prestations versées	(52 618)	(48 611)	(7 452)	(7 779)
Acquisition d'une entreprise	—	11 892	—	—
Incidence des fluctuations du taux de change	7 236	(13 394)	1 959	(2 902)
Solde à la fin	1 018 908	974 311	58 001	56 021
Situation de capitalisation - déficit des régimes	(166 412)	(181 952)	(111 762)	(114 495)
Présenté comme suit :				
Autres éléments d'actif à long terme	—	—	9 127	—
Autres éléments du passif à long terme	(166 412)	(181 952)	(120 889)	(114 495)
	(166 412)	(181 952)	(111 762)	(114 495)

ACTIF DES RÉGIMES

Le tableau suivant présente la répartition de l'actif des régimes aux 30 septembre 2018 et 2017.

Catégories d'actifs	Ventilation cible (en %)	Pourcentage des actifs des régimes (en %)	
		2018	2017
Titres à revenu fixe	41,0	44,0	44,3
Titres de participation	59,0	56,0	55,7
	100,0	100,0	100,0

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

Les placements des régimes et les divers risques qui y sont associés sont gérés par les politiques de placement de chacun des régimes. L'objectif de la gestion des risques de placement consiste à diversifier les sources de risques et les sources de rendements de façon à réduire au maximum la possibilité d'une réduction globale de la valeur totale de l'actif net et à maximiser la possibilité de réaliser des gains pour l'ensemble du portefeuille. Les politiques de placement prévoient une gestion des risques financiers par le biais d'une diversification des placements entre les effets à court terme, les actions, les obligations, les parts de fonds communs de placement et l'encaisse. Au sein de chaque catégorie de placements, des critères de diversification et des plafonds d'expositions sont définis. Les politiques de placement permettent aussi l'utilisation d'instruments financiers dérivés.

Tous les placements sont évalués à leur juste valeur au moyen du prix courant. Lorsqu'il n'est pas possible de déterminer facilement la juste valeur par voie de référence aux prix généralement offerts, la juste valeur est déterminée au moyen de l'analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie ajustée en fonction du risque et par comparaison à des actifs semblables cotés en bourse.

Les tableaux suivants présentent les évaluations à la juste valeur estimative des actifs des régimes de RPD et d'ACR et leur classification entre les trois niveaux de la hiérarchie de juste valeur.

	30 septembre 2018				
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Valeur liquidative	Total
Catégories d'actifs					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	30 600	3 780	—	—	34 380
Placements en actions	45 463	1 899	—	—	47 362
Placements en obligations	104 147	83 723	—	—	187 870
Parts de fonds communs de placement	108 902	581 440	—	116 955	807 297
	289 112	670 842	—	116 955	1 076 909

	30 septembre 2017				
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Valeur liquidative	Total
Catégories d'actifs					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	14 384	628	—	—	15 012
Placements en actions	29 776	1 633	—	—	31 409
Placements en obligations	143 078	138 506	—	—	281 584
Parts de fonds communs de placement	136 179	437 430	—	128 718	702 327
	323 417	578 197	—	128 718	1 030 332

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

COMPOSANTES DU COÛT NET AU TITRE DES PRESTATIONS PROJÉTÉES

Le tableau suivant présente les composantes du coût net au titre des prestations projetées pour les régimes de RPD et les régimes d'ACR :

	Exercices clos les 30 septembre			
	2018	2017	2018	2017
	Régimes de RPD	Régimes de RPD	Régimes d'ACR	Régimes d'ACR
Coût des services rendus	30 371	35 316	5 491	6 615
Intérêts débiteurs	40 158	35 246	5 968	5 832
Rendement prévu des actifs des régimes	(59 165)	(56 850)	(3 739)	(3 583)
Amortissement des pertes (gains) actuariel(le)s net(te)s	11 777	20 635	(59)	3 952
Amortissement des coûts des services passés	433	537	163	378
Coût net	23 574	34 884	7 824	13 194
Ce solde se détaille comme suit :				
(Revenu) coût non constaté de la DaQ ¹⁾	(5 610)	2 122	(4 056)	1 146
Coût constaté	29 184	32 762	11 880	12 048

¹⁾ Le (revenu) coût non constaté de la DaQ correspond à l'écart entre le coût constaté à titre de frais d'exploitation à l'état consolidé des résultats en vertu des traitements réglementaires et le coût établi selon la méthode actuarielle pour la DaQ. Cet écart est comptabilisé à titre d'APR.

COMPOSANTES DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

	Exercices clos les 30 septembre			
	2018	2017	2018	2017
	Régimes de RPD	Régimes de RPD	Régimes d'ACR	Régimes d'ACR
(Pertes) gains actuariel(le)s net(te)s	(4 058)	(3 920)	207	238
Coût des services passés	171	70	—	—
Total du cumul des autres éléments du résultat étendu	(3 887)	(3 850)	207	238

COMPOSANTES DES ACTIFS RÉGLEMENTAIRES NETS LIÉS AUX AVANTAGES SOCIAUX FUTURS ¹⁾

	Exercices clos les 30 septembre			
	2018	2017	2018	2017
	Régimes de RPD	Régimes de RPD	Régimes d'ACR	Régimes d'ACR
Pertes (gains) actuariel(le)s net(te)s	178 983	186 945	(4 136)	3 005
Coût des services passés	475	786	1 345	1 508
Première application des PCGR des États-Unis	(46 323)	(48 897)	78 227	82 573
Acquisition d'entreprise	41 299	41 329	7 010	7 543
Écarts budgétaires	(2 445)	2 935	(2 298)	1 144
Total des actifs réglementaires nets	171 989	183 098	80 148	95 773

¹⁾ Se référer à la note 5 pour plus de détails sur ces APR.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

COMPOSANTES DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

	Exercices clos les 30 septembre			
	2018	2017	2018	2017
	Régimes de RPD	Régimes de RPD	Régimes d'ACR	Régimes d'ACR
(Pertes) gains actuariel(le)s net(te)s survenu(e)s au cours de l'exercice	(229)	1 845	(31)	1 741
Amortissement des pertes actuarielles nettes	92	274	—	86
Amortissement des coûts des services passés	100	81	—	—
Variation des autres éléments du résultat étendu	(37)	2 200	(31)	1 827

FLUX DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant présente les flux de trésorerie prévus des régimes de RPD et des régimes d'ACR :

	Régimes de RPD	Régimes d'ACR
Cotisations de l'employeur prévues au cours de l'exercice :		
2019	27 291	3 230
Versements de prestations prévus :		
2019	46 389	6 055
2020	48 707	6 235
2021	49 688	6 524
2022	50 605	6 802
2023	52 600	6 990
2024-2028	276 394	38 647

PRINCIPALES HYPOTHÈSES ACTUARIELLES

	2018	2017	2018	2017
	Régimes de RPD (en %)	Régimes de RPD (en %)	Régimes d'ACR (en %)	Régimes d'ACR (en %)
Obligations au titre des prestations projetées à la date de mesure				
Taux d'actualisation	3,67	3,77	3,69	3,77
Taux de croissance de la rémunération	2,75	2,75	2,75	2,75
Coût des prestations pour la période de 12 mois close à la date de mesure				
Taux d'actualisation	3,86	3,25	3,88	3,25
Taux de rendement prévu des actifs des régimes, à long terme	5,80	5,80	6,65	6,65
Taux de croissance de la rémunération	2,75	2,75	2,75	2,75

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

Les taux de croissance présumés du coût des soins de santé utilisés aux fins de la projection des coûts de l'exercice 2019 pour certains régimes d'ACR sont de 5,3 % pour la DaQ et 7,0 % pour GMP. Ces taux diminuent graduellement jusqu'à 3,6 % en 2038 pour la DaQ et jusqu'à 5 % en 2023 pour GMP, pour rester à ces niveaux par la suite. Une variation de 1 % du taux de croissance présumé du coût des soins de santé produirait les effets suivants :

	Augmentation de 1 %	Diminution de 1 %
Analyse de sensibilité des régimes d'ACR		
Effet sur le coût des services rendus et des intérêts débiteurs	2 225	(1 666)
Effet sur les obligations au titre des prestations projetées	25 901	(20 069)

20. AUTRES GAINS, MONTANT NET

	2018	2017
Gain sur réévaluation de CDH à la suite de l'acquisition (note 4)	—	(12 475)
Gain sur la vente d'actifs	(4 325)	—
Autres charges	802	—
	(3 523)	(12 475)

21. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

	2018	2017
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	277 891	271 730
Impôts exigibles	4 099	3 452
Impôts reportés (a)	59 805	47 899
Impôts sur les bénéfices	63 904	51 351

(a) Tel qu'expliqué à la note 5, en décembre 2017, le gouvernement américain a adopté une législation fiscale exhaustive, soit la réforme fiscale américaine, apportant des changements importants et complexes au code fiscal américain applicables aux filiales et aux satellites américains d'Énergir, s.e.c. Les impacts de cette réforme fiscale sur les états financiers consolidés d'Énergir, s.e.c. sont principalement une réduction des passifs d'impôts reportés de 243 600 \$, la création de passifs réglementaires de 251 266 \$ et une baisse du bénéfice net de 23 056 \$ pour l'exercice clos le 30 septembre 2018. L'effet de cette réforme fiscale sur le bénéfice net est attribuable principalement aux impôts reportés liés à la portion non incluse dans l'établissement des tarifs ainsi qu'à la réévaluation à la baisse des actifs d'impôts reportés relatifs à des pertes autres qu'en capital reportées non liées aux activités à tarifs réglementés.

Pour les activités à tarifs réglementés des filiales et satellites américains, les effets de la réforme fiscale américaine ont été constatés majoritairement à titre de passifs réglementaires puisque les impôts exigibles et reportés sont inclus dans l'établissement de leurs tarifs. Les passifs réglementaires constatés à la suite de ces ajustements correspondent aux sommes dont le remboursement est prévu par le biais de tarifs futurs sur des périodes d'amortissement qui seront établies et approuvées ultérieurement par les organismes de réglementation.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

RAPPROCHEMENT DES TAUX D'IMPOSITION SUR LES BÉNÉFICES

Le taux effectif d'impôts sur les bénéfices est différent du taux calculé en vertu de la loi fiscale canadienne. Cet écart entre le taux d'impôt statutaire et le taux effectif d'impôts sur les bénéfices est expliqué dans le tableau suivant :

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	277 891	271 730
Taux statutaire d'impôts sur les bénéfices (en %)	26,7	26,8
Impôts sur les bénéfices, au taux statutaire	74 197	72 824
Augmentation (diminution) découlant des éléments suivants :		
Bénéfice provenant de sociétés en commandite	(32 696)	(24 829)
Écart de taux d'imposition entre les juridictions	3 263	10 575
Impôts reportés se rapportant aux activités à tarifs réglementés	915	932
Crédits d'impôt pour énergie et production	(5 675)	(4 908)
Effet de la réforme fiscale américaine	23 056	—
Effet net des éléments non imposables et autres	844	(3 243)
Impôts sur les bénéfices	63 904	51 351
Taux effectif d'impôts sur les bénéfices (en %)	23,0	18,9

COMPOSANTES DES IMPÔTS REPORTÉS

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Provisions non déductibles	15 117	20 446
Pertes autres qu'en capital et crédits d'impôt reportés	159 877	199 561
Actifs et passifs réglementaires	54 598	(7 727)
Propriétés, aménagements et équipements et actifs incorporels	(314 777)	(442 767)
Avantages sociaux futurs	4 414	2 756
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(257 306)	(304 070)
Autres	(25)	(356)
Passif net d'impôts reportés	(338 102)	(532 157)

Aucune provision pour moins-value n'a été comptabilisée aux 30 septembre 2018 et 2017. Les actifs d'impôts reportés sont principalement composés de pertes autres qu'en capital reportées qui ont été réalisées par les filiales d'Énergir, s.e.c. Celles-ci jugent qu'il est plus probable qu'improbable qu'elles seront en mesure d'utiliser leurs pertes autres qu'en capital de 499 945 \$ avant qu'elles ne viennent à échéance, soit entre 2028 et 2038 compte tenu des renversements des écarts temporaires imposables et des revenus imposables futurs.

Énergir, s.e.c. et ses filiales constituées en sociétés en commandite ne présentent pas de dépenses d'impôts sur les bénéfices car, selon les lois en vigueur, les bénéfices sont imposables auprès des associés. Si des impôts reportés avaient été calculés et constatés relativement aux différentes sociétés en commandite du groupe selon la méthode du passif fiscal préconisée par le FASB à la norme ASC 740, intitulée *Income Taxes*, le solde du passif net d'impôts reportés aurait été supérieur de 61 716 \$ au 30 septembre 2018 et de 67 169 \$ au 30 septembre 2017. En contrepartie d'une partie de ce passif net d'impôts reportés, un actif réglementaire de 58 452 \$ serait comptabilisé au 30 septembre 2018 (63 525 \$ au 30 septembre 2017) considérant les traitements réglementaires en vigueur. Les principaux éléments qui expliqueraient cet écart sont les suivants :

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Provisions non déductibles	9 247	8 540
Actifs et passifs réglementaires	(16 179)	(17 524)
Propriétés, aménagements et équipements et actifs incorporels	(56 774)	(60 086)
Instruments financiers	2 501	2 406
Autres	(511)	(505)
Passif net d'impôts reportés	(61 716)	(67 169)

22. INFORMATIONS SECTORIELLES

Les secteurs d'exploitation présentés sont déterminés en fonction de la structure de gestion d'Énergir, s.e.c. et rendent compte de la manière dont la direction en évalue leur rendement.

Distribution d'énergie : Ce secteur englobe les activités reliées à la DaQ ainsi que les activités reliées à la distribution du gaz naturel et de l'électricité au Vermont (VGS et GMP). Les activités de ce secteur sont soumises à la réglementation des tarifs par des organismes de réglementation situés au Québec et au Vermont.

Transport de gaz naturel : Ce secteur englobe les résultats découlant des participations qu'Énergir, s.e.c. détient dans trois entreprises de transport de gaz naturel, soit Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc., à titre de mandataire de Société en commandite Gazoduc TQM, Corporation Champion Pipe Line Limitée et PNGTS.

Production d'énergie : Ce secteur englobe les activités à tarifs non réglementés de production d'énergie liées aux projets éoliens sur les terres privées de la Seigneurie de Beaupré et aux projets solaires de Standard Solar.

Services énergétiques, entreposage et autres : Ce secteur regroupe les activités commerciales non réglementées d'Énergir, s.e.c., incluant notamment celles liées à la vente de gaz naturel liquéfié comme carburant ou produit énergétique, la production et la transmission d'énergie à partir d'une centrale thermique et les services de vente, de location et d'entretien d'appareils fonctionnant au gaz naturel. Ce secteur englobe aussi les résultats découlant de la participation dans les activités d'entreposage souterrain de gaz naturel au Québec d'Intragaz.

Affaires corporatives : Ce secteur englobe toutes les autres activités d'Énergir, s.e.c. qui ne sont pas directement attribuables aux autres secteurs ainsi que les éliminations intersectorielles.

Au cours de l'exercice 2018, la structure de présentation de l'information financière sectorielle a été modifiée afin de refléter la façon dont elle est analysée par la direction. Ces modifications ont mené au regroupement dans le secteur Affaires corporatives de la portion des intérêts sur la dette à long terme et des impôts afférents, encourus relativement au financement des participations détenues par Énergir, s.e.c. Ces éléments étaient auparavant alloués à chacun des secteurs d'exploitation en fonction d'une méthode basée sur la valeur comptable des participations. Les données de l'exercice précédent ont été reclassées afin de se conformer à la nouvelle présentation.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

Exercice clos le 30 septembre 2018

	Distribution d'énergie			Transport de gaz naturel ¹⁾	Production d'électricité ¹⁾	Services énergétiques, entreposage et autres	Affaires corporatives	Total
	DaQ	Vermont ¹⁾	Total					
Revenus provenant de clients externes	1 410 163	1 067 318	2 477 481	—	3 629	72 635	—	2 553 745
Revenus intersectoriels	25 025	—	25 025	3 588	—	1 005	(29 618)	—
Total des revenus	1 435 188	1 067 318	2 502 506	3 588	3 629	73 640	(29 618)	2 553 745
Coûts directs	853 595	669 094	1 522 689	—	3 770	5 367	—	1 531 826
Coûts directs intersectoriels	3 588	—	3 588	—	—	25 025	(28 613)	—
Total des coûts directs	857 183	669 094	1 526 277	—	3 770	30 392	(28 613)	1 531 826
Marge bénéficiaire brute	578 005	398 224	976 229	3 588	(141)	43 248	(1 005)	1 021 919
Frais d'exploitation et d'entretien	238 152	203 516	441 668	1 692	9 655	25 539	10 205	488 759
Autres gains, montant net (note 20)	—	—	—	—	—	(3 523)	—	(3 523)
Quotes-parts des résultats des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	(92 127)	(92 127)	(29 606)	(11 785)	(3 305)	64	(136 759)
Amortissements	159 027	82 198	241 225	679	1 278	8 651	—	251 833
Intérêts sur la dette à long terme	34 424	53 707	88 131	312	—	168	49 187	137 798
Frais financiers et autres	1 274	4 581	5 855	78	61	(266)	192	5 920
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	145 128	146 349	291 477	30 433	650	15 984	(60 653)	277 891
Impôts sur les bénéfices	—	43 425	43 425	7 624	1 853	777	10 225	63 904
Bénéfice net (perte nette)	145 128	102 924	248 052	22 809	(1 203)	15 207	(70 878)	213 987
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :								
Associés	145 128	101 353	246 481	22 809	4 429	13 078	(70 878)	215 919
Participations ne donnant pas le contrôle	—	1 571	1 571	—	(5 632)	2 129	—	(1 932)
Acquisition de propriétés, aménagements et équipements	194 816	133 848	328 664	772	61 798	9 558	—	400 792
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	771 758	771 758	204 553	18 068	70 223	3 763	1 068 365
Propriétés, aménagements et équipements	2 170 524	2 077 948	4 248 472	19 847	72 881	182 578	—	4 523 778
Écarts d'acquisition	—	385 782	385 782	273	22 687	14 742	—	423 484
Actif total	3 136 373	3 948 442	7 084 815	230 731	125 460	312 470	(13 943)	7 739 533

¹⁾ Les activités de distribution d'énergie au Vermont, celles de transport de PNGTS et celles de production d'électricité de Standard Solar sont effectuées aux États-Unis alors que toutes les autres activités d'Énergir, s.e.c. le sont au Canada.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

Exercice clos le 30 septembre 2017

	Distribution d'énergie			Transport de gaz naturel ¹⁾	Production d'électricité ¹⁾	Services énergétiques, entreposage et autres	Affaires corporatives	Total
	DaQ	Vermont ¹⁾	Total					
Revenus provenant de clients externes	1 464 683	995 150	2 459 833	—	3 132	63 680	—	2 526 645
Revenus intersectoriels	25 536	—	25 536	3 213	—	948	(29 697)	—
Total des revenus	1 490 219	995 150	2 485 369	3 213	3 132	64 628	(29 697)	2 526 645
Coûts directs	905 705	613 847	1 519 552	—	3 065	5 946	—	1 528 563
Coûts directs intersectoriels	3 213	—	3 213	—	—	25 536	(28 749)	—
Total des coûts directs	908 918	613 847	1 522 765	—	3 065	31 482	(28 749)	1 528 563
Marge bénéficiaire brute	581 301	381 303	962 604	3 213	67	33 146	(948)	998 082
Frais d'exploitation et d'entretien	252 164	217 765	469 929	1 348	3 897	21 018	14 493	510 685
Autres gains (note 20)	—	—	—	—	—	(12 475)	—	(12 475)
Quotes-parts des résultats des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	(91 642)	(91 642)	(27 607)	(6 944)	(3 484)	249	(129 428)
Amortissements	150 934	69 565	220 499	720	109	6 810	—	228 138
Intérêts sur la dette à long terme	31 577	52 582	84 159	235	—	135	45 168	129 697
Frais financiers et autres	(926)	(99)	(1 025)	100	62	(90)	688	(265)
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	147 552	133 132	280 684	28 417	2 943	21 232	(61 546)	271 730
Impôts sur les bénéfices (recouvrés)	—	54 730	54 730	10 424	(328)	1 245	(14 720)	51 351
Bénéfice net (perte nette)	147 552	78 402	225 954	17 993	3 271	19 987	(46 826)	220 379
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :								
Associés	147 552	103 130	250 682	17 993	6	18 895	(46 826)	240 750
Participations ne donnant pas le contrôle	—	(24 728)	(24 728)	—	3 265	1 092	—	(20 371)
Acquisition de propriétés, aménagements et équipements	190 488	252 410	442 898	1 662	8 725	50 086	—	503 371
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	676 378	676 378	213 238	17 632	68 367	5 326	980 941
Propriétés, aménagements et équipements	2 080 003	1 956 319	4 036 322	19 763	11 784	185 881	—	4 253 750
Écarts d'acquisition	—	372 751	372 751	273	21 605	14 742	—	409 371
Actif total	3 143 893	3 782 256	6 926 149	244 434	61 856	312 592	(16 908)	7 528 123

¹⁾ Les activités de distribution d'énergie au Vermont, celles de transport de PNGTS et celles de production d'électricité de Standard Solar sont effectuées aux États-Unis alors que toutes les autres activités d'Énergir, s.e.c. le sont au Canada.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

23. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

La DaQ a engagé des frais d'entreposage de gaz naturel avec Intragaz, présentés à titre de coûts directs dans l'état consolidé des résultats, totalisant 16 803 \$ au cours de l'exercice clos le 30 septembre 2018 (16 801 \$ en 2017).

Transco a fourni à GMP des services de transmission d'électricité totalisant 25 045 \$ au cours de l'exercice clos le 30 septembre 2018 (27 170 \$ en 2017), présentés à titre de coûts directs dans l'état consolidé des résultats.

La DaQ a engagé des frais d'entreposage et de transport de gaz naturel avec Enbridge Inc., présentés à titre de coûts directs dans l'état consolidé des résultats, totalisant 36 551 \$ pour l'exercice clos le 30 septembre 2018 (21 000 \$ en 2017). Enbridge Inc., qui est un des actionnaires ultimes d'Énergir inc., a fusionné avec Spectra Energy Corp. en février 2017.

En juin 2017, GMP a vendu à Transco sa participation dans un actif sous contrôle conjoint, Highgate Transmission Facility, pour une contrepartie en espèces de 43 537 \$ (32 370 \$ US), correspondant à la valeur comptable nette. Cet actif était présenté à titre de propriétés, aménagements et équipement

Ces opérations entre apparentés ont été réalisées dans le cours normal des activités et sont mesurées à la valeur d'échange, soit le montant de la contrepartie établi et convenu par les apparentés.

Énergir inc., à titre de commandité d'Énergir, s.e.c., a prêté des sommes à Énergir, s.e.c. et garantit certains engagements d'Énergir, s.e.c. Se référer aux notes 14 et 26 pour plus de détails.

24. INSTRUMENTS FINANCIERS

INSTRUMENTS FINANCIERS NON DÉRIVÉS

Les tableaux suivants présentent les évaluations à la juste valeur estimative des instruments financiers non dérivés et de leur classification entre les trois niveaux de la hiérarchie de juste valeur :

	Valeur comptable	30 septembre 2018		
		Niveau 1	Niveau 2	Juste valeur Total
Actifs financiers				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	52 192	52 192	—	52 192
Équivalents de trésorerie soumis à des restrictions à court terme	24 584	24 584	—	24 584
Clients et autres débiteurs	229 537	—	229 537	229 537
Trésorerie soumise à des restrictions à long terme	36 905	36 905	—	36 905
Fonds de placement ¹⁾	188 510	99 028	89 482	188 510
Autres placements ¹⁾	20 418	9 140	11 278	20 418
Total	552 146	221 849	330 297	552 146
Passifs financiers				
Découvert bancaire	5 378	5 378	—	5 378
Emprunts bancaires	37 742	—	37 742	37 742
Fournisseurs et charges à payer	317 135	—	317 135	317 135
Distributions à payer	51 539	—	51 539	51 539
Dette à long terme	3 615 844	—	3 871 019	3 871 019
Passif contractuel relié à l'élimination de combustible nucléaire irradié ²⁾	191 731	—	191 731	191 731
Dépôts de clients ²⁾	34 975	—	34 975	34 975
Total	4 254 344	5 378	4 504 141	4 509 519

¹⁾ Ces instruments financiers sont présentés dans les placements au bilan consolidé.

²⁾ Ces instruments financiers sont présentés dans les autres éléments du passif à long terme au bilan consolidé.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

	Valeur comptable	30 septembre 2017		
		Niveau 1	Niveau 2	Juste valeur Total
Actifs financiers				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	100 681	100 681	—	100 681
Équivalents de trésorerie soumis à des restrictions à court terme	30 879	30 879	—	30 879
Clients et autres débiteurs	192 486	—	192 486	192 486
Trésorerie soumise à des restrictions à long terme	37 187	37 187	—	37 187
Fonds de placement ¹⁾	181 611	94 025	87 586	181 611
Autres placements ¹⁾	17 632	8 064	9 568	17 632
Total	560 476	270 836	289 640	560 476
Passifs financiers				
Découvert bancaire	5 361	5 361	—	5 361
Emprunts bancaires	43 818	—	43 818	43 818
Fournisseurs et charges à payer	372 395	—	372 395	372 395
Distributions à payer	51 539	—	51 539	51 539
Dette à long terme	3 476 347	—	3 854 439	3 854 439
Passif contractuel relié à l'élimination de combustible nucléaire irradié ²⁾	182 377	—	182 377	182 377
Dépôts de clients ²⁾	36 113	—	36 113	36 113
Total	4 167 950	5 361	4 540 681	4 546 042

¹⁾ Ces instruments financiers sont présentés dans les placements au bilan consolidé.

²⁾ Ces instruments financiers sont présentés dans les autres éléments du passif à long terme au bilan consolidé.

Il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1, 2 et 3 au cours des exercices 2018 et 2017.

Les justes valeurs correspondent à l'estimation du montant de la contrepartie dont conviendraient des parties compétentes agissant en toute liberté dans des conditions de pleine concurrence. Il s'agit d'estimations établies à un moment précis qui peuvent être modifiées au cours de périodes de présentation futures en raison des conditions du marché ou d'autres facteurs.

La juste valeur de ces instruments financiers, à l'exception de la dette à long terme, se rapproche de leur valeur comptable en raison de leur échéance rapprochée ou parce que leurs modalités sont comparables à celles du marché actuel pour des éléments similaires.

La juste valeur de la dette à long terme, incluant les échéances courantes, est fondée sur les flux de trésorerie futurs actualisés en vertu des taux d'intérêt dont Énergir, s.e.c. et ses filiales et coentreprises pourraient se prévaloir à la date du bilan pour des emprunts comportant des conditions et des échéances semblables.

Les billets garantis de rang supérieur ainsi qu'une portion des crédits à terme d'Énergir, s.e.c., libellés en dollars américains, sont désignés comme élément de couverture de l'investissement net dans des établissements étrangers autonomes ayant comme monnaie fonctionnelle le dollar américain. Au 30 septembre 2018, la valeur comptable de ces passifs financiers désignés comme élément de couverture totalise 797 831 \$ (618 090 \$ US) (769 460 \$ (616 950 \$ US) au 30 septembre 2017). La comptabilité de couverture a été appliquée par Énergir, s.e.c. à ces désignations.

INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Juste valeur des instruments financiers dérivés

La juste valeur des instruments financiers dérivés reflète les montants qu'Énergir, s.e.c. estimerait recevoir aux règlements de contrats favorables ou serait tenue de payer afin de mettre fin aux contrats défavorables à la date du bilan consolidé. Cette juste valeur des instruments financiers dérivés est estimée en fonction des taux au comptant ou des taux ou prix à terme en vigueur à la fermeture des marchés, à la date du bilan consolidé. En l'absence de cette information pour un instrument donné, le taux ou le prix à terme d'un instrument équivalent est utilisé. Une

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

prime de risque est ajoutée au taux d'intérêt sans risque lors de l'estimation de la juste valeur pour tenir compte du risque de crédit propre à Énergir, s.e.c. et à ses filiales ainsi que du risque de crédit de chaque contrepartie.

Les justes valeurs des différentes catégories d'instruments financiers dérivés se présentent comme suit :

	30 septembre 2018		30 septembre 2017	
	Actif	Passif	Actif	Passif
Instruments dérivés désignés comme couverture de flux de trésorerie				
Contrats de change à terme	33	47	339	—
Total	33	47	339	—
Instruments dérivés non désignés comme couverture				
Contrats de change à terme	—	126	405	—
Instruments liés au gaz naturel :				
Contrats d'échange à prix fixe	490	51	144	801
Instruments liés à l'électricité :				
Contrats d'achat d'électricité	7 704	26 037	13 033	54 307
Contrats d'échange à prix fixe de capacité	6 626	3 433	—	11 786
Total	14 820	29 647	13 582	66 894
Total des instruments dérivés	14 853	29 694	13 921	66 894
Portions présentées au bilan consolidé				
Court terme	12 387	11 110	5 065	11 498
Long terme	2 466	18 584	8 856	55 396
Total	14 853	29 694	13 921	66 894

Les valeurs nominales des différentes catégories d'instruments financiers dérivés se présentent comme suit :

	30 septembre 2018	30 septembre 2017
Contrats de change à terme	12 222	26 064
Instruments liés au gaz naturel (en milliers de gigajoules) :		
Contrats d'échange à prix fixe	5 574	5 516
Instruments liés à l'électricité :		
Contrats d'achat d'électricité (en milliers de mégawattheures)	3 450	4 246
Contrats d'échange à prix fixe de capacité (en mégawatts)	4 400	5 400

Hiéarchie de la juste valeur des instruments financiers dérivés

Des contrats d'achat d'électricité ont été conclus afin de couvrir une partie des coûts futurs et l'évaluation de certains de ces contrats répondent à un niveau 3 puisque la technique d'évaluation comprend une hypothèse non observable importante concernant les prix à terme du marché de l'électricité. La juste valeur de ces instruments financiers dérivés a été calculée selon la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés.

Au cours de l'exercice 2015, deux contrats d'échange à prix fixe de capacité ont été conclus afin de couvrir une partie des coûts futurs et l'évaluation de ces contrats répondait à un niveau 3 puisque la technique d'évaluation comprenait une hypothèse non observable importante concernant les prix à terme du marché des capacités. La juste valeur de ces instruments financiers dérivés a été calculée selon la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés.

Au 30 septembre 2018, la juste valeur de tous les instruments financiers dérivés ont été évaluée selon le niveau 2, à l'exception de certains contrats d'achat d'électricité (au 30 septembre 2017, la juste valeur de tous les instruments financiers dérivés a été évaluée selon le niveau 2, à l'exception de certains contrats d'achat d'électricité et des contrats d'échange à prix fixe de capacité). Les transferts du niveau 3 au niveau 2 des contrats d'échange à prix fixe

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

de capacité sont attribuables au caractère plus observable des données utilisées pour calculer la juste valeur des contrats d'échange à prix fixe de capacité liés à l'électricité.

La juste valeur des instruments financiers dérivés de niveau 3 au 30 septembre 2018 a été calculée en fonction des hypothèses indiquées dans ce tableau.

	Taux sans risque (en %)	Taux d'actualisation (en %)	Volatilité implicite des prix	Prix à terme \$ US/kW
Contrats d'achat d'électricité	2,63 à 3,00	3,65	S.O.	19,88 à 83,56

La contrepartie des réévaluations des instruments financiers dérivés des entreprises du secteur de la distribution d'énergie est comptabilisée à titre d'APR au bilan consolidé. Ainsi, aucun gain ou perte n'a été comptabilisé dans les résultats et dans les autres éléments du résultat étendu en vertu du traitement réglementaire.

Le tableau suivant présente les variations de la juste valeur nette des instruments financiers classés au niveau 3 dans la hiérarchie de la juste valeur :

	Exercices clos les 30 septembre	
	2018	2017
Solde au début	(26 070)	(588)
Variation de la juste valeur liée aux pertes (gains) non réalisé(e)s	25 626	(27 172)
Écarts de conversion des établissements étrangers	(937)	1 690
Transferts du niveau 3 au niveau 2	(6 529)	—
Solde à la fin	(7 910)	(26 070)

Comptabilisation des instruments financiers dérivés

La juste valeur des instruments financiers dérivés désignés comme éléments de couverture est incluse dans le cumul des autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que les opérations couvertes soient constatées dans les résultats.

25. GESTION DES RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

APERÇU DE LA GESTION DES RISQUES

Énergir, s.e.c. est exposée au risque de marché, au risque de crédit et au risque de liquidité. Les stratégies, politiques et contrôles en place sont conçus pour assurer que les risques assumés par Énergir, s.e.c. relativement à ses instruments financiers sont conformes aux exigences réglementaires, à ses objectifs et à sa tolérance aux risques. Les risques sont gérés à l'intérieur des limites approuvées par le conseil d'administration d'Énergir inc. et mises en application par la direction.

RISQUES DE MARCHÉ

Les risques de marché englobent plusieurs catégories de risques. Les facteurs de risque, tels que les variations des taux de change, des taux d'intérêt et des prix du gaz naturel et de l'électricité, ont une incidence sur la juste valeur des actifs et passifs financiers.

Risque lié au taux de change

Les billets garantis de rang supérieur ainsi qu'une portion des crédits à terme d'Énergir, s.e.c. libellés en dollars américains sont désignés comme élément de couverture d'une portion équivalente de l'investissement net dans des établissements étrangers. Ainsi, l'effet des variations du taux de change sur les dettes à long terme libellées en dollars américains désignées comme élément de couverture est comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu, réduisant en partie les écarts de conversion des établissements étrangers. De plus, des contrats de change à terme sont utilisés afin de gérer l'exposition au risque de change lié à des revenus ou à l'achat d'équipements en dollars américains dans Gaz Métro GNL.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

VGS, dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain, est exposée aux fluctuations du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain, car une portion de ses coûts d'approvisionnement de gaz naturel est libellée en dollars canadiens. VGS utilise des contrats de change à terme pour gérer ce risque de change. Puisque toute variation de la juste valeur est comptabilisée dans un APR, comme approuvé par le VPUC, toute variation du taux de change aurait un impact sur les APR, et non sur le bénéfice net ou les autres éléments du résultat étendu.

Au 30 septembre 2018, une appréciation (dépréciation) de 5 % du dollar américain par rapport au dollar canadien aurait eu un impact négatif (positif) de 1 562 \$ sur le bénéfice net consolidé et de 24 839 \$ sur le résultat étendu consolidé.

Risque lié au taux d'intérêt

Énergir, s.e.c. est exposée au risque de fluctuation des taux d'intérêt et gère ce risque principalement par une politique de fixation des taux d'intérêt qui lui permet de maintenir une portion importante de sa dette à long terme à taux fixe.

Énergir, s.e.c. est par contre exposée au risque de taux d'intérêt sur ses emprunts bancaires et sur la portion de sa dette à long terme qui porte intérêt à des taux variables. Pour la DaQ, en vertu d'un traitement réglementaire, les effets financiers des différences entre les taux d'intérêt réels et ceux utilisés lors de l'établissement des tarifs de distribution au cours d'un exercice donné sont reflétés dans les tarifs de distribution d'un exercice futur et, par conséquent, n'ont aucun impact sur le bénéfice net.

Au 30 septembre 2018, une hausse (baisse) de 100 points de base des taux d'intérêt, dans la mesure où toutes les autres variables demeurent constantes, aurait eu un impact à la baisse (hausse) sur le bénéfice net consolidé d'environ 2 542 \$.

Risque lié au coût de l'énergie

Au Québec, le gaz naturel doit être vendu aux clients au prix coûtant et ne fait pas l'objet de couverture à l'aide d'instruments financiers dérivés. Au Vermont, VGS et GMP bénéficient d'un mécanisme d'ajustement qui permet de minimiser les risques liés aux fluctuations des prix du gaz naturel et de l'électricité. Des instruments financiers dérivés liés au gaz naturel et à l'électricité sont utilisés afin de gérer l'exposition de la clientèle à la volatilité des prix du gaz naturel et de l'électricité. De plus, toutes les fluctuations des prix de l'énergie, incluant les gains et les pertes sur les instruments financiers dérivés, sont comptabilisées à titre d'APR afin d'être reflétées dans les tarifs futurs, en vertu des décisions du VPUC.

RISQUE DE CRÉDIT

Le risque de crédit représente le risque qu'un client, avec qui Énergir, s.e.c. ou l'une de ses filiales effectue des opérations courantes de ventes de produits et services ou une contrepartie relativement aux instruments financiers dérivés, ne soit pas en mesure de s'acquitter de ses obligations, conformément aux conditions des ententes intervenues avec lui, et qu'il en résulte une perte financière. Le risque de crédit maximal lié aux contreparties correspond à la valeur comptable des instruments financiers présentés à l'actif des bilans consolidés.

L'analyse chronologique des comptes clients est présentée ci-dessous :

	2018	2017
Moins de 30 jours	190 312	161 470
30 à 60 jours	11 746	9 648
61 à 90 jours	3 515	2 048
Plus de 90 jours	7 425	11 941
	212 998	185 107
Moins : provision pour créances douteuses	6 260	6 140
	206 738	178 967

La concentration de crédit liée aux clients et autres débiteurs est plutôt limitée en raison de la diversité et du grand nombre de clients. Le risque de crédit lié aux clients et autres débiteurs est atténué par l'utilisation de divers moyens, incluant les dépôts de garanties obtenus des clients dans les circonstances permises par les organismes de

réglementation. Au 30 septembre 2018, Énergir, s.e.c. détient des dépôts de 38 557 \$ fournis en garantie par des clients, comparativement à 40 026 \$ au 30 septembre 2017.

Le risque de crédit lié aux contreparties est atténué par l'utilisation de techniques de gestion du risque de crédit comportant une évaluation de la solvabilité d'une contrepartie et la surveillance de son évolution, la conclusion d'ententes avec plusieurs contreparties, l'établissement de limites de risque, le contrôle des risques en fonction de ces limites, l'établissement d'accords de soutien au crédit ainsi que l'obtention de garanties financières et de dépôts de garantie lorsque les circonstances le justifient et selon les modalités approuvées par les autorités réglementaires. Énergir, s.e.c. surveille et gère assidûment la concentration du risque de crédit lié aux contreparties.

Au 30 septembre 2018, la majorité des contreparties relativement aux instruments financiers dérivés possèdent une notation de crédit élevée et au moins égale à celle d'Énergir, s.e.c., et sont toutes des sociétés importantes qui satisfont aux normes d'évaluation de crédit d'Énergir, s.e.c.

RISQUE DE LIQUIDITÉ

Le risque de liquidité est le risque qu'Énergir, s.e.c. ne soit pas en mesure de faire face à ses engagements financiers à leur échéance. Énergir, s.e.c. gère le risque de liquidité en établissant des prévisions de flux de trésorerie afin de déterminer ses besoins en financement et en s'assurant qu'elle dispose des liquidités et des facilités de crédit suffisantes pour combler ses besoins et pour respecter ses engagements à leur échéance. Ainsi, un amalgame de facilités de crédit engagées et à demande ainsi que l'accès aux marchés des capitaux, directement par Énergir, s.e.c. ou par certaines de ses filiales ou coentreprises, ou par l'entremise d'Énergir inc. ou de Valener, permettent de répondre à ses besoins. Cependant, toute réduction importante de la capacité d'Énergir, s.e.c. ou de certaines de ses filiales ou coentreprises ou de celles d'Énergir inc. ou de Valener d'accéder aux marchés des capitaux à des conditions satisfaisantes, ou toute hausse importante de leur coût de financement, en raison notamment de toute détérioration importante de la conjoncture économique, de l'état général des marchés financiers, de la perception négative sur les marchés financiers de leur situation ou de leurs perspectives financières ou d'une révision à la baisse de leurs notations de crédit, pourrait avoir un effet défavorable sur les activités, la situation financière ou le bénéfice net d'Énergir, s.e.c.

Énergir, s.e.c. et certaines de ses filiales se sont engagées à accorder certaines sûretés accessoires, en vertu de certaines ententes reliées à des instruments financiers dérivés qui permettent de circonscrire le prix du gaz naturel ou de l'électricité, les taux d'intérêt ou le taux de change, lorsque la juste valeur desdits instruments devient négative pour Énergir, s.e.c. et dépasse une certaine limite préalablement fixée. Énergir, s.e.c. n'a pas déboursé de montant à l'égard de ces sûretés au cours des exercices 2018 et 2017.

26. ENGAGEMENTS ET GARANTIES

CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT

Dans le cours normal des affaires, des contrats d'approvisionnement en fourniture d'énergie (gaz naturel et électricité) ainsi qu'en transport et en entreposage de gaz naturel ont été conclus pour différentes périodes. Pour la majorité de ces contrats, les prix sont établis en fonction du marché ou des tarifs approuvés périodiquement par les organismes de réglementation en place. Les coûts relatifs à ces contrats seront récupérés auprès des clients dans les exercices correspondants.

Au 30 septembre 2018, l'échéancier des engagements contractuels reliés aux différents types d'approvisionnement, dont la durée est supérieure à un an, se présente comme suit :

	2019	2020	2021	2022	2023	Exercices subséquents	Total
Fourniture d'énergie	273 387	271 754	259 743	253 208	246 276	2 813 718	4 118 086
Transport	324 335	318 640	317 648	307 655	297 944	1 149 565	2 715 787
Entreposage	23 581	20 614	18 548	17 015	14 840	—	94 598
Total	621 303	611 008	595 939	577 878	559 060	3 963 283	6 928 471

Les engagements contractuels sont présentés selon les prix et taux en vigueur à la date du bilan, à l'exception des contrats à prix fixe.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en milliers de dollars)

CONTRATS DE LOCATION

Énergir, s.e.c. et ses filiales se sont engagées dans des contrats de location-exploitation pour les locaux commerciaux et autres actifs utilisés dans le cours normal de leurs activités. Les versements minimaux annuels exigibles en vertu de ces contrats s'échelonnent comme suit :

	2019	2020	2021	2022	2023	Exercices subséquents	Total
Contrats de location	2 004	1 857	1 757	481	75	2 103	8 277

GARANTIES

Énergir, s.e.c. et Énergir inc., à titre de commandité d'Énergir, s.e.c., ont émis des lettres de crédit d'un montant global de 24 498 \$, afin de garantir une portion des avantages sociaux futurs d'Énergir, s.e.c. Advenant le non-renouvellement des lettres de crédit, des solutions de rechange devraient être envisagées afin de garantir les engagements d'Énergir, s.e.c. à l'égard de ces avantages sociaux futurs.

Énergir, s.e.c. et certaines de ses filiales ont émis, dans le cours normal de leurs activités, certaines lettres de crédit totalisant 22 876 \$.

27. ÉVENTUALITÉS

LITIGES

Énergir, s.e.c. fait l'objet de réclamations et de poursuites dans le cours normal de ses activités, y compris en matière d'environnement. De l'avis de la direction, ces réclamations et ces poursuites font, pour la plupart, l'objet d'une couverture d'assurance adéquate. Le dénouement des réclamations et poursuites ne devrait pas avoir d'incidence significative sur les résultats consolidés ou sur la situation financière consolidée d'Énergir, s.e.c.

Par ailleurs, sans limiter la généralité de ce qui précède, un ancien entrepreneur ayant travaillé sur le projet Addison a déposé un recours devant la Cour fédérale des États-Unis alléguant que la compensation payée par VGS pour les travaux exécutés est inadéquate et que la résiliation du contrat est illégale, et réclame conséquemment un total d'environ 16 000 \$ US, incluant des intérêts et des pénalités d'environ 5 000 \$ US. VGS travaille activement à sa défense dans ce dossier et une provision est comptabilisée dans les états financiers consolidés au 30 septembre 2018, représentant le montant le plus probable que VGS pourrait être tenue de payer selon les meilleures informations actuellement disponibles. Le montant de cette provision est sujet à changement selon l'évolution du dossier.

28. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DU BILAN

Les présents états financiers consolidés et les notes afférentes reflètent l'évaluation par Énergir, s.e.c. des événements postérieurs à la date de clôture jusqu'au 22 novembre 2018, date d'approbation des états financiers consolidés.

DÉCLARATION D'UNE DISTRIBUTION

Le 22 novembre 2018, le conseil d'administration d'Énergir inc., agissant à titre de commandité d'Énergir, s.e.c., a déclaré une distribution trimestrielle de 51 539 \$, payable le 3 janvier 2019, à ses associés.

29. INFORMATIONS COMPARATIVES

Certains chiffres de l'exercice précédent présentés à des fins de comparaison ont été reclassés en fonction de la présentation adoptée pour le présent exercice.

Annexe 7-1
Régie de l'électricité et du gaz en vertu de
l'Ordonnance G-338

REQUETE 2929-83

ORDONNANCE G-338

GAZ INTER-CITE QUEBEC INC.,
Requérante

REQUETE VISANT L'APPROBATION DU PROGRAMME
DES IMMOBILISATIONS POUR 1983

G-338-1983-05-11

RÉGIE DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

ORDONNANCE G-338

REQUETE 2929-83

GAZ INTER-CITE QUEBEC INC.,
une corporation dûment constituée
et ayant son siège social dans la
ville de Ste-Foy, Québec,
district de Québec;

Requérante

L'ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS
INDUSTRIELS DE GAZ (A.C.I.G.),

Intervenante

REQUETE VISANT L'APPROBATION DU PROGRAMME
DES IMMOBILISATIONS POUR 1983

G-338-1983-05-11

.../2

2.

1) REQUETE

La Régie a reçu le 14 mars 1983, une requête de Gaz Inter-Cité Québec Inc., datée du 10 mars 1983, dont les conclusions se lisent comme suit:

"POUR CES MOTIFS, PLAISE A LA REGIE:

ACCUEILLIR la présente requête;

ACCORDER à la requérante l'autorisation préalable finale relative aux projets d'immobilisations qu'elle entend réaliser en 1983;

EXEMPTER la requérante des prescriptions des Ordonnances G-278 et G-285;

RENDRE tout autre ordonnance que la Régie jugera juste et équitable dans les circonstances."

Au cours de l'audition du 15 avril 1983, la requérante a modifié les conclusions de ladite requête qui se lisent maintenant comme suit:

"POUR CES MOTIFS, PLAISE A LA REGIE:

ACCUEILLIR la présente requête;

ACCORDER à la requérante l'autorisation préalable finale relative aux projets visés dans la présente requête;

EXEMPTER la requérante des prescriptions des Ordonnances G-278 et G-285;

RENDRE tout autre ordonnance que la Régie jugera juste et équitable dans les circonstances."

2) PROCEDURES

La requérante, distributeur de gaz au Québec au sens de la Loi sur la Régie de l'Electricité et du Gaz (L.R.Q., c. R-6) est soumise à la juridiction de la Régie et présente sa requête en vertu de l'article 41 de la Loi sur la Régie de l'Electricité et du Gaz.

G-338-1983-05-11

.../3

3.

Des avis publics relativement à cette requête ont paru dans les journaux et aux dates mentionnées ci-après:

The Gazette	- le 21 mars 1983
La Presse	- le 19 mars 1983
The Quebec Chronicle Journal	- le 23 mars 1983
Le Soleil	- le 22 mars 1983
Le Nouvelliste	- le 22 mars 1983
The Sherbrooke Record	- le 30 mars 1983
La Tribune	- le 30 mars 1983
La Voix de l'Est	- le 23 mars 1983

indiquant que toute personne ayant des représentations ou désirant intervenir dans la présente requête devra le faire par écrit au Secrétaire de la Régie avant le 31 mars 1983.

Seule l'Association des Consommateurs Industriels de Gaz (A.C.I.G.) est intervenue dans cette requête.

Les audiences publiques ont eu lieu à Québec les 6, 14 et 15 avril 1983.

La requérante était représentée par Me Yvon Brisson, de l'étude Guy et Gilbert, avocats, et fit témoigner messieurs:

Gilles Barbeau, Président
Jacques Contant, Vice-Président-Régions
Conrad Johnson, Vice-Président-Marketing
Pierre Noël, Directeur-Planification
Yvon Pichette, Vice-Président-Exploitation
Pierre Trahan, Vice-Président-Finance et Trésorier

tous à l'emploi de la requérante.

L'Association des Consommateurs Industriels de Gaz (A.C.I.G.) était représentée par Me Georges Audet, de l'étude Heenan, Blaikie, Potvin, Trépanier, Cobbett, avocats.

La Régie était assistée de son Conseiller Juridique, Me Pierre Fortin, avocat, ainsi que des membres suivants de son personnel: Messieurs Lucien Mouton, c.a., Directeur des Services Financier et Economique, Raymond Bureau, c.a., Agent de Gestion Financière et Raymond Cazes, Agent de Recherches et de Planification Socio-Economique.

G-338-1983-05-11

.../4

4.

3) PREUVE

Aux pièces de la requête, à la section Avant-propos, la requérante déclare qu'elle a présenté "sa preuve d'après les pièces ci-jointes qui ont été préparées selon la procédure édictée dans l'ordonnance G-278 et de la méthode d'évaluation économique précisée dans l'ordonnance G-285".

Cependant, elle demande d'être exemptée de certaines prescriptions quant aux avis et délai de l'ordonnance G-278 et la prévision d'une telle étude en deux étapes de l'ordonnance G-285 (Allégué no 10).

A l'audition du 6 avril 1983, la Régie accorde l'exemption demandée (T.S. p. 8).

3.1) Groupement des embranchements avec leurs réseaux

L'Avant-propos mentionne que la construction des embranchements du gazoduc au Québec sera financée par le Gouvernement du Canada et réalisée par Gaz Inter-Cité Québec Inc. d'après deux ententes signées entre la Société GICQ et le Gouvernement du Canada.

La première entente signée le 27 octobre 1982 concernant l'accord de principe, prévoit en outre la construction en 1983 des embranchements de Sabrevois à Sherbrooke, de Trois-Rivières à Grand-Mère et de Trois-Rivières à Bécancour.

La deuxième entente, dite entente spécifique, est intervenue le 28 février 1983, spécifiant les conditions particulières pour la construction des embranchements de Sherbrooke, Grand-Mère et Bécancour.

Le témoin Barbeau fut longuement interrogé sur le contenu de l'accord de principe (Pièce GICQ 11) et de l'entente spécifique (Pièce GICQ 12); ces deux pièces traitent du programme de construction des embranchements au Québec.

Il y est spécifié, entre autres, que la Société Gaz Inter-Cité Québec Inc.:

- doit concevoir, réaliser, construire, mettre en opération les embranchements cités ci-dessus pour le 31 décembre 1983;
- doit mettre en exploitation, dans les 60 jours de la fin des travaux de l'embranchement de Bécancour et l'embranchement de Grand-Mère, le réseau de distribution de Bécancour et de Grand-Mère;
- de plus, les frais d'entretien et d'exploitation seront défrayés par le Canada pour une période de cinq ans et que les travaux seront exécutés par GICQ.

G-338-1983-05-11

.../5

5.

Les réseaux de distribution construits et financés par la requérante pourront bénéficier de certaines subventions restant à déterminer de la part du gouvernement fédéral en vertu du programme P.E.R.D. (Programme d'Extension des Réseaux de Distribution).

Aux fins de sa demande d'autorisation préalable, la requérante a partagé l'ensemble des travaux qu'elle compte entreprendre en 1983 entre les cinq projets suivants qui associent chaque embranchement au gazoduc de TQM avec le groupe de réseaux de distribution qu'il alimente.

- Projet no 1: l'embranchement de Ste-Anne de Sabrevois-Sherbrooke desservant Farnham, Cowansville, Granby, Waterloo, Bromont, Magog, Sherbrooke et Lennoxville;
- Projet no 2: l'embranchement de Bécancour;
- Projet no 3: l'embranchement de Grand-Mère, desservant Shawinigan et Grand-Mère;
- Projet no 4: l'embranchement desservant Louiseville, Trois-Rivières, Trois-Rivières ouest, Cap-de-la-Madeleine, Ste-Anne de la Pérade et Pointe-du-Lac;
- Projet no 5: l'embranchement desservant St-Augustin, Ste-Foy, Valcartier et Cap-Rouge.

3.2) Evaluation économique des projets

La requérante a soumis un résumé de l'évaluation de l'ensemble des projets à la pièce GICQ 4.6 portée à l'annexe 1 des présentes.

De la pièce GICQ 1 intitulée Méthode d'évaluation des projets: projets de GICQ en 1983, nous pouvons retenir les éléments suivants.

3.2.1) Projections des ventes et des revenus

La requérante a exposé que les prévisions de ventes sont effectuées pour cinq ans pour chacune des municipalités que la requérante prévoit desservir et que le temps requis pour atteindre la saturation du marché peut varier selon la taille des municipalités et d'autres paramètres locaux. La croissance immobilière et les variations des indices de consommation n'ont pas été projetées dans les scénarios de ventes présentés.

6.

Quoique GICQ pénètre un marché complètement nouveau, les méthodes utilisées lui permettent de refléter, dit-elle, de façon précise, les particularités locales pour déterminer les taux de pénétration applicables à chaque projet.

Selon la requérante ses prévisions sont basées sur la connaissance qu'elle a acquise de son marché par le recensement de toutes les structures et de leur type de chauffage dans les villes qu'elle se propose de desservir et par des sondages qu'elle effectue d'une façon régulière afin de mesurer l'impact de ses programmes sur l'évolution des intentions de sa clientèle prospective.

Le recensement est fait à partir des rôles d'évaluation. La requérante a un système de classement des divers types de structures, sous divisé en fonction du nombre de mètres carrés de surface.

Selon elle, le recensement lui permet d'évaluer le potentiel énergétique d'une municipalité ou d'une partie de cette dernière qu'elle se propose de desservir.

Les sondages cherchent à mesurer l'état de six variables pertinentes au processus d'adoption du gaz naturel:

1. la notoriété aidé et non-aidé du gaz naturel;
2. la notoriété non-aidé de Gaz Inter-Cité Québec Inc.;
3. le degré d'intérêt des gens face à une conversion au gaz naturel;
4. l'intérêt dans la conversion éventuelle;
5. la propension à s'engager dans des démarches pour convertir son système au gaz naturel;
6. le positionnement relatif du gaz naturel.

Ces sondages qu'elle effectue à des intervalles d'environ trois mois lui permettent, dit-elle, de mesurer l'impact de ses programmes et l'évolution de son marché.

Selon la requérante, le taux d'acquisition des abonnés potentiels est fonction, d'une part du degré d'intérêt des gens face à une conversion au gaz naturel et, d'autre part, de l'effort marketing de GICQ (publicité, vente, promotion, service). Ce taux d'acquisition peut donc varier d'une ville à l'autre en fonction des expériences passées d'une collectivité et en fonction de l'effort marketing de la compagnie.

G-338-1983-05-11

.../7

7.

Les volumes de ventes aux clients sujets aux tarifs 1 et 2 sont généralement estimés en fonction de la superficie de plancher.

Les revenus ont été calculés sur la base de la grille tarifaire actuelle telle qu'établie par l'ordonnance G-314. Le coût du gaz correspond au prix de gros à Toronto en date du 1er février 1983 soit 0,1468 \$/m³.

Une hausse tarifaire de 7% à partir de 1986 a été incorporée dans le scénario de base. Cette hausse appliquée uniformément à tous les secteurs vient compenser les subventions que GICQ prévoit recevoir dans le cadre du Programme fédéral d'extension des réseaux de distribution, montants qui n'ont pas été pris en considération dans ce scénario.

Les indices de consommation apparaissent dans le tableau 2.1 de la pièce GICQ 1. Les volumes de base sont ajustés de manière à tenir compte des besoins de chauffage et des besoins de base.

Dans le secteur des grands débits, une analyse individuelle des besoins et de leur répartition dans le temps a été effectuée auprès des établissements concernés.

La rentabilité des projets étant reliée directement à la signature des clientèles institutionnelle et industrielle, le témoin Contant fut longuement questionné sur la probabilité de signer de tels clients.

Pour chaque projet, la requérante a soumis ces clientèles en y indiquant les contrats signés, les propositions acceptées, les lettres d'intention, le pourcentage d'intérêt estimé par elle quant à la signature des propositions et lettres d'intention.

Ces renseignements ont été fournis par la requérante sous le pli de la confidentialité.

8.

3.2.2) Projections des dépenses d'exploitation et d'entretien

La requérante projette que les cinq projets qu'elle entend entreprendre en 1983 contribueront 34,9% de ses ventes en 1987. La requérante établit ce pourcentage de contribution aux ventes pour chacun des cinq projets. Elle présente ensuite des projections annuelles des frais d'exploitation et d'entretien de l'ensemble de son entreprise et attribue à chaque projet un montant annuel de dépenses d'exploitation et d'entretien obtenu en multipliant cette projection annuelle des dépenses d'exploitation de la compagnie par le pourcentage des ventes attribuées à chacun des projets.

3.2.3) Rentabilité des projets

Les projets ont été présentés comme s'ils étaient financés par l'avoir des actionnaires seulement. Le financement par la dette n'a pas été pris en considération dans l'évaluation de la rentabilité des projets et les frais financiers n'ont, de ce fait, pas été compris dans les coûts.

Les subventions demandées dans le cadre du Programme fédéral d'extension des réseaux de distribution n'a pas été pris en considération. Ces demandes se chiffrent à 31,2 M\$ pour 1983, soit à un montant égal à la somme disponible dans ce programme pour tout le Canada. La requérante avance qu'elle a bon espoir d'obtenir une subvention d'environ 10 millions de dollars qui améliorerait sensiblement la rentabilité de son programme d'investissement.

Les pièces GICQ 4 indiquent la rentabilité de chaque projet sans les subventions P.E.R.D. mais avec une augmentation tarifaire de 7% en 1986.

	<u>Taux de rendement interne</u>	<u>VAN\$ à 18%</u>	<u>VAN\$ à 15,9%</u>
Projet no 1	16,4	(5 945)	1 983
Projet no 2	27,4	1 076	1 458
Projet no 3	21,7	4 966	8 688
Projet no 4	12,6	(11 518)	(7 898)
Projet no 5	13,8	(7 743)	(4 280)
Ensemble	15,8	(17 998)	(1 126)

G-338-1983-05-11

.../9

9.

Le taux de 18% est le taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires accordé par la Régie dans son ordonnance G-299.

Le taux de 15,9% est la moyenne calculée sur la structure de capital au 23 mars 1983:

23 mars 1983

Dette à court terme	75,7% X 15,22%	11,53%
Actions ordinaires	24,3% X 18,00%	4,37%
	<hr/>	<hr/>
	100,0%	15,90%

A la demande de la Régie, la requérante a présenté une structure de capital projetée plus normale ainsi que le calcul du coût des capitaux y découlant:

<u>Structure projetée</u>	<u>Taux selon historique 1975-82</u>
Dette à court terme 10% X 10,00%	1,00%
Dette à long terme 45% X 11,88%	5,34%
Actions privilégiées 12% X 7,00%	0,84%
Actions ordinaires 33% X 15,44%	5,10%
	<hr/>
	100%
	<hr/>
	12,28%

(Pièce GICQ 5, p. 2 de 2).

A la demande de la Régie, la requérante a aussi produit la pièce GICQ 4.7 (voir annexe 2) qui reprend l'évaluation de chaque projet en tenant compte des hypothèses suivantes:

- avec un coût des capitaux de 18% et de 12,28%
- avec et sans hausse tarifaire
- avec et sans la subvention du P.E.R.D.

G-338-1983-05-11

.../10

3.3) Urgence

La requérante, déclarant à l'allégué no 7 de sa requête, qu' "il y a urgence de permettre à la requérante de débiter ses travaux sans plus de retard", le témoin Pichette fut longuement interrogé sur cet élément d'urgence. A l'aide des pièces GICQ 13 (programme des travaux 1983 - transmission) et GICQ 14 (programme des travaux 1983 - distribution), ce témoin a insisté sur les aspects financiers (programmes de financement du Gouvernement fédéral et manque à gagner de la requérante) et crédibilité de la compagnie (contrats signés, lettres d'intention, publicité).

La Régie a tout particulièrement retenu l'urgence du projet 5 (Québec) et a rendu, sur le banc, la décision suivante:

"La Régie, après avoir pris connaissance de la demande, des pièces produites, et entendu la preuve de la requérante et sur le tout délibéré, juge qu'elle est en position de rendre une décision concernant le projet numéro 5, soit de Québec-Ouest.

Attendu que la requérante demande à la Régie l'autorisation préalable requise en vertu de l'article 41 de la loi, pour étendre son exploitation dans cinq (5) projets;

Attendu que la requérante allègue qu'il y a urgence d'effectuer lesdits travaux de distribution et d'embranchements relatifs au projet numéro 5;

Attendu qu'à cause de l'urgence d'effectuer ces travaux, la requérante a demandé d'être exemptée des prescriptions de l'ordonnance G-278, quant aux délais et avis;

Attendu que la requérante a témoigné qu'elle a déjà signé des contrats avec tous les abonnés à grand débit, du projet numéro 5;

Attendu que la requérante a soumis les pièces nécessaires au soutien de sa demande, conformément aux prescriptions de l'ordonnance G-278;

Attendu que la requérante a mis en preuve qu'elle bénéficiera du programme fédéral P.E.R.D. pour le projet 5 et obtiendra des subventions qui aideront à rentabiliser ce projet;

11.

Considérant qu'il y a urgence d'accorder à la requérante l'autorisation préalable requise pour le projet numéro 5;

Considérant que tous les clients à grand débit prévus dans l'analyse économique du projet numéro 5 se sont engagés par contrats à consommer du gaz naturel dès qu'il sera disponible;

Considérant que la preuve soumise, quant à la rentabilité, satisfait la Régie en ce qui concerne le projet 5;

Considérant qu'il y a lieu d'exempter la requérante des prescriptions de l'ordonnance G-278 quant aux avis et délai relativement au projet numéro 5;

Par ces motifs, la Régie de l'Electricité et du Gaz accueille en partie la demande de la requérante; accorde à la requérante l'autorisation préalable requise en vertu de l'article 41 de la loi pour étendre son exploitation, afin de desservir les abonnés potentiels du projet numéro 5, tel que demandé par la requérante.

La présente autorisation ne doit pas être interprétée comme une reconnaissance automatique par la Régie pour fins d'inclusion dans la base de tarification des investissements faits en vertu de cette présente autorisation.

La Régie se réserve de statuer en temps et lieu sur lesdites inclusions des investissements dans la base de tarification de la requérante.

Pour ce qui est des autres projets, la cause est en délibéré! "

G-338-1983-05-11

.../12

4) MOTIFS DE DECISION

4.1) Transmission et distribution

Vu que GICQ exploite à la fois les branchements de transmission et les réseaux de distribution alimentés par ceux-ci, l'étude de la rentabilité de l'exploitation de branchements ne peut être effectuée indépendamment de celle de l'exploitation des réseaux de distribution. La Régie a donc étudié la rentabilité de cinq ensembles, chacun regroupant un branchement de transmission avec la grappe de réseaux de distribution qu'il alimente.

4.2) Coûts de construction

A la pièce GICQ 7, la requérante a soumis ses coûts unitaires à la Régie. Suite à une demande de la Régie, celle-ci a présenté la pièce GICQ 17 donnant des détails complémentaires sur les coûts unitaires utilisés pour la détermination des coûts associés à la construction des divers réseaux de transmission et de distribution relativement aux cinq projets qui font l'objet de sa demande.

La Régie a effectué une étude détaillée de ces pièces, notamment des coûts unitaires associés aux divers matériaux, main-d'oeuvre, etc. requis pour la construction de postes de livraison de capacités variant entre 50 MCFH à 7500 MCFH et de canalisations dans les diverses régions associées aux cinq (5) projets. Elle en conclut que les coûts unitaires indiqués aux pièces GICQ 7 et GICQ 17 sont raisonnables pour fins d'estimation des projets que la requérante projette réaliser dans son programme d'immobilisations 1983.

La Régie a également étudié les divers cahiers de construction et devis que la requérante se propose d'employer pour l'obtention de soumissions qui ont été préparés par les experts-conseils de la requérante, soit le groupe d'ingénieurs-conseils CONSULGAZ. La Régie considère que les détails fournis sur les plans et devis et dans les listes de matériaux sont suffisants pour que des soumissions valables puissent être obtenues des entrepreneurs intéressés à la construction de ces réseaux et devraient permettre à la requérante de contrôler, en cours de construction, les écarts éventuels entre ses estimés et les coûts définitifs des travaux.

La Régie prend note que la requérante a fourni, pour fins d'appréciation par le Gouvernement fédéral, en vertu du programme P.E.R.D., des projets totalisant environ 31,2 millions de dollars et qu'elle escompte bénéficier de subventions de l'ordre d'au moins 10 millions de dollars, ce qui améliorerait la rentabilité des projets qu'elle entend entreprendre en 1983.

4.3 Projections des ventes et des revenus

A l'examen des cinq projets proposés, la Régie constate la place prépondérante qu'occupe un petit nombre d'abonnés prospectifs industriels (52 sur 30 500) sur lesquels la requérante compte pour écouler presque la moitié des volumes projetés ($380 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{an}$ sur $800 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{an}$) et des revenus escomptés en 1987 ($72 \times 10^6 \$$ sur $170 \times 10^6 \$$).

La conversion au gaz naturel des grandes entreprises industrielles étant principalement déterminée par le coût du combustible déplacé, la Régie observe avec inquiétude l'évolution à la baisse des prix pétroliers internationaux et le maintien d'importantes importations de mazout lourd dans l'est canadien. En effet, la Régie considère que la principale incertitude reliée aux cinq projets de la requérante a trait à la réussite ou à l'échec d'une pénétration rapide du marché de la grande industrie qui consomme du mazout lourd présentement.

La requérante a fait état, sous le sceau de la confidentialité, d'une progression satisfaisante de ses négociations avec les 52 abonnés précités et maintient qu'elle a bon espoir de les raccorder en 1983 et 1984 malgré la vive concurrence du mazout lourd.

Rien au dossier ne permet à la Régie de partager cet optimisme en cas d'une nouvelle baisse des prix pétroliers internationaux qui pourrait être transmise au marché de l'énergie industrielle par le biais du mazout lourd importé.

La Régie note que l'Office National de l'Énergie a convoqué des audiences sur les importations de mazout. À défaut de connaître l'issue de ces audiences en temps utile pour pouvoir autoriser la mise en chantier prochaine des cinq projets sans l'incertitude évoquée ci-devant, la Régie doit s'en remettre à la présomption que la Politique Énergétique Nationale visant le remplacement du pétrole importé par le gaz naturel sera appliquée de façon cohérente et qu'en conséquence, la projection de la requérante d'une pénétration rapide du marché pourra être réalisée.

Mis à part cette réserve relative à la pénétration du marché industriel, l'étude des marchés impliqués et des projections de ventes qui en découlent paraissent raisonnables à la Régie, compte tenu des résultats obtenus par la requérante dans les marchés domiciliaire et commercial de la région de la Mauricie en 1982.

4.4) Projections des dépenses

Selon la Régie, la procédure décrite au chapitre 3.2.2 des présentes, que la requérante a employée pour établir ses projections des coûts d'exploitation et d'entretien ne fournit qu'une approximation de ces coûts car l'allocation sommaire de ces coûts, en fonction de l'unique critère des volumes projetés en 1987, présume qu'ils soient les mêmes par unité et volume distribué par chacun des cinq projets. La Régie est d'avis que dans les faits, les coûts unitaires d'exploitation et d'entretien devraient être différents d'un projet à l'autre.

La Régie note à la page 8 de la pièce GICQ 1, que la requérante prévoit terminer cette année une étude d'allocation du coût de service à défaut de laquelle cette première approximation des coûts d'exploitation et d'entretien a dû être utilisée.

Dans les circonstances, la Régie accepte aux fins des présentes les évaluations approximatives de la requérante au chapitre des coûts d'exploitation et d'entretien mais elle lui demande de terminer, dans les plus brefs délais, son étude de l'allocation du coût de service entre les divers projets et de lui produire, avant la prochaine demande d'autorisation d'étendre son réseau, une évaluation économique des cinq projets de 1983 corrigée pour tenir compte de ladite étude.

4.5) Rentabilité des projets

L'analyse de rentabilité portée à l'annexe 1 des présentes indique que le taux de rendement interne de l'ensemble des projets autorisés en 1982 et proposés pour 1983, d'environ 11%, serait porté à 14% si GICQ recevait les 10 millions de dollars de subventions P.E.R.D. qu'elle espère obtenir.

Selon cette pièce la rentabilité des cinq projets s'échelonne comme suit, sans subvention P.E.R.D. ni hausse tarifaire:

	<u>TRI/%</u>
- Projet 3, Shawinigan/Grand-Mère	16,9
- Projet 1, Estrie	12,1
- Projet 2, Bécancour	10,2
- Projet 5, Québec	9,8
- Projet 4, Mauricie	7,3

15.

La Régie note la faible rentabilité du projet 4 (Mauricie) dont le TRI n'est que des deux tiers du TRI moyen des cinq projets (7,3 / 11,1) et observe que le projet 3 voisin (Shawinigan/Grand-Mère) offre une rentabilité d'environ 40% supérieure à la moyenne (16,9 / 11,1).

Tout en exprimant une réserve sur la validité de ces taux de rendement, étant donné l'allocation approximative des coûts d'exploitation et d'entretien tel que mentionné ci-devant, la Régie retient que selon la preuve présentée, les abonnés du projet 3 (Shawinigan/Grand-Mère) seraient appelés à fournir un interfinancement en faveur de leurs voisins du projet 4. Étant donné que ces deux projets desservent une communauté industrielle, commerciale et résidentielle, qui constitue une même région économique, la Régie ne s'oppose pas à cet interfinancement mais elle questionne l'opportunité de développer la partie B du projet 4, c'est-à-dire les extensions de La Pérade et Pointe-du-Lac dont la rentabilité est particulièrement faible.

Étant donné les incertitudes reliées à la preuve telle que présentée en ce qui concerne les dépenses d'exploitation, la Régie préfère ne pas refuser l'autorisation préalable demandée par la requérante pour la partie B du projet 4, mais elle lui signale que les investissements qu'elle entend engager dans ces extensions devront satisfaire le critère d'avoir été prudemment acquis pour être inclus dans sa base de tarification.

5) DECISION

La Régie, après avoir pris connaissance de la requête, de la preuve et des pièces produites et entendu les plaidoiries des procureurs de la requérante et de l'intervenante et sur le tout délibéré,

ATTENDU que la requérante demande à la Régie l'autorisation préalable requise par l'article 41 de la Loi aux fins de procéder aux travaux qu'elle entend entreprendre dans l'Estrie, Bécancour, Shawinigan, Grand-Mère et la Mauricie;

G-338-1983-05-11

.../16

16.

ATTENDU qu'à cause de l'urgence de débiter les travaux des cinq projets présentés, la requérante a demandé d'être exemptée des prescriptions de l'ordonnance G-278;

ATTENDU que la requérante a fourni les pièces nécessaires selon les prescriptions de l'ordonnance G-278;

ATTENDU que la requérante a témoigné qu'elle a déjà signé des contrats avec plusieurs des abonnés prospectifs à grand débit essentiels à la rentabilité des cinq projets;

ATTENDU que la requérante a mis en preuve que ces projets bénéficieront probablement de subventions du programme fédéral P.E.R.D.;

CONSIDERANT qu'il est dans l'intérêt public de desservir les futurs abonnés rattachés auxdits projets;

CONSIDERANT que plusieurs clients à grand débit prévus dans l'analyse économique desdits projets se sont engagés par contrat à consommer du gaz naturel dès qu'il sera disponible;

CONSIDERANT que la Régie estime adéquate la rentabilité globale des cinq projets présentés;

CONSIDERANT qu'il y a urgence d'accorder lesdites autorisations à la requérante afin de lui permettre de débiter ses travaux sans plus de retard.

G-338-1983-05-11

.../17

17.

Vu l'article 41 de la Loi de la Régie de l'Electricité et du Gaz;

PAR CES MOTIFS,

La Régie de l'Electricité et du Gaz:

CONFIRME son AUTORISATION PREALABLE du projet
No 5 (Québec), décision rendue sur le banc le
6 avril 1983 et qui se trouve à la section 3.3;

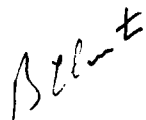
EXEMPTÉ la requérante des prescriptions de
l'ordonnance G-278 quant aux délais et aux
avis;

APPROUVE le plan d'ensemble des immobilisations
pour les projets relatifs à l'Estrie, Bécancour,
Shawinigan, Grand-Mère et la Mauricie;

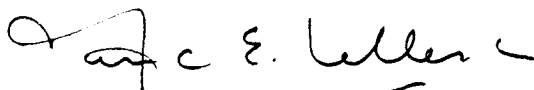
ACCORDE à la requérante l'autorisation préalable
finale conformément aux dispositions de l'article
41 de la Loi pour les projets mentionnés au
paragraphe précédent.

La présente autorisation ne doit pas être interprétée comme
une reconnaissance automatique pour fins d'inclusion dans la
base de tarification des investissements faits en vertu de
la présente autorisation, la Régie se réservant le droit de
statuer, en temps et lieu, sur ladite inclusion de ces
investissements dans la base de tarification de la requérante.

MONTREAL, le 11 MAI 1983



BERNARD CLOUTIER,
Président



MARC E. LeCLERC,
Régisseur

G-338-1983-05-11

GAZ INTER-CITE QUEBEC INC.

EVALUATION DE PROJET

TOTAL COMPAGNIE

(000 \$) 1983

1982

1983

1984

1985

1986

1987

1. Revenus	74,3	19 412,9	102 410,5	150 301,1	168 168,5	169 842,6
2. Coût du gaz ^{3,3} @ 146,80/10 ³ m ³	<u>48,9</u>	<u>14 375,9</u>	<u>78 526,5</u>	<u>112 813,6</u>	<u>117 137,5</u>	<u>118 114,0</u>
3. Marge brute (1.-2.)	<u>25,4</u>	<u>5 037,0</u>	<u>23 884,0</u>	<u>37 487,5</u>	<u>51 031,0</u>	<u>51 728,6</u>
4. DEPENSES D'EXPLOITATION						
4.1 Exploitation et entretien 34,9%(*) x 8. (1)	965,4	5 417,1	5 873,0	7 028,6	7 561,1	7 747,0
4.2 Taxes & redevances						
4.2.1 Taxes locales 3,0% x 3.	0,8	151,1	717,6	1 124,7	1 531,0	1 551,9
4.2.2 Taxes sur le capital 0,45% x 9.	67,0	414,0	753,8	917,0	1 006,1	1 054,1
4.2.3 Redev. à la Régie (0,775% x 1.) + (0,06% x 6.)	<u>67,6</u>	<u>205,7</u>	<u>838,9</u>	<u>1 188,1</u>	<u>1 315,1</u>	<u>1 322,6</u>
4.3 Total (4.1 + 4.2)	<u>1 100,8</u>	<u>6 187,9</u>	<u>8 183,3</u>	<u>10 258,4</u>	<u>11 413,3</u>	<u>11 675,6</u>
5. BENEFICES AVANT IMPOT ET AMORTISSEMENT (3. - 4.3)	(1 075,4)	(1 150,9)	15 700,7	27 229,1	39 617,7	40 053,0
6. DEPENSES D'IMMOBI- LISATIONS	<u>12 399,3</u>	<u>77 170,4</u>	<u>75 559,1</u>	<u>38 661,4</u>	<u>19 805,9</u>	<u>10 655,6</u>
7. FLUX DE TRESORERIE (5. - 6.)	(13 474,7)	(78 321,3)	(59 858,4)	(11 432,3)	19 811,8	29,397,4
8. EXPLOITATION & ENTRETIEN COMPAGNIE	9 022,8	15 521,9	16 828,0	20 139,0	21 665,0	22 197,0
9. IMMOBILISATIONS ACCUMULEES	12 399,3	89 569,7	165 128,8	203 790,2	223 596,1	234 251,7
10. TAUX DE RENDEMENT INTERNE: 15,8%						
. VAN @ 18% = (17 997,64)						
@ 15,9% = (1 126,4)						

(*) pourcentage basé sur le volume relatif de 1987

(1) A l'exception de 1982 qui comprend seulement La Mauricie

83.03.25

Référence: GICQ 4.6, p. 1

G-338-1983-05-11

GAZ INTER-CITE QUEBEC INC.

ANNEXE 2

EVALUATION DE PROJET: ANALYSE DE SENSIBILITE

SOMMAIRE

	Projet 1 (Estrie)	Projet 2 (Bécancour)	Projet 3 (Shawinigan/ Grand-Mère)	Projet 4 (Mauricie)		Projet 5 (Québec)	Compagnie	
				A	B		A	B
<u>Taux de rendement interne (%)</u>								
1. Hausse tarifaire de 7% en 86	16,4	27,4	21,7	12,6	6,6	13,8	15,8	16,7
2. Sans hausse tarifaire ni subvention	12,1	10,2	16,9	7,3	2,9	9,8	11,1	12,2
3. Subvention (Programme d'expansion des réseaux de distribution)	14,6	12,3	20,2	7,4	4,7	12,8	14,0	15,0
<u>Valeur actualisée nette à 18 % (000 \$)</u>								
1. Hausse tarifaire de 7% en 86	(5,9)	1,1	5,0	(11,5)	(1,5)	(7,7)	(18,0)	(9,0)
2. Sans hausse tarifaire ni subvention	(20,4)	(0,7)	(1,4)	(20,5)	(1,9)	(14,0)	(51,5)	(38,4)
3. Subvention (Programme d'expansion des réseaux de distribution)	(10,3)	(0,4)	2,4	(20,1)	(1,5)	(7,6)	(26,5)	(17,4)
<u>Valeur actualisée nette à 12,28 % (000 \$)</u>								
1. Hausse tarifaire de 7% en 86	20,5	2,3	17,4	0,9	(1,0)	3,7	40,1	42,9
2. Sans hausse tarifaire ni subvention	(0,8)	(0,2)	7,9	(13,1)	(1,6)	(5,6)	(12,0)	(0,3)
3. Subvention (Programme d'expansion des réseaux de distribution)	9,8	0,0	12,0	(12,7)	(1,1)	1,0	15,5	21,7

N.B. Mauricie: Le projet A comprend les résultats de Trois-Rivières, Trois-Rivières ouest, Louiseville, Cap-de-la-Madeleine, La Pérade, Pointe du Lac à partir de 1982.

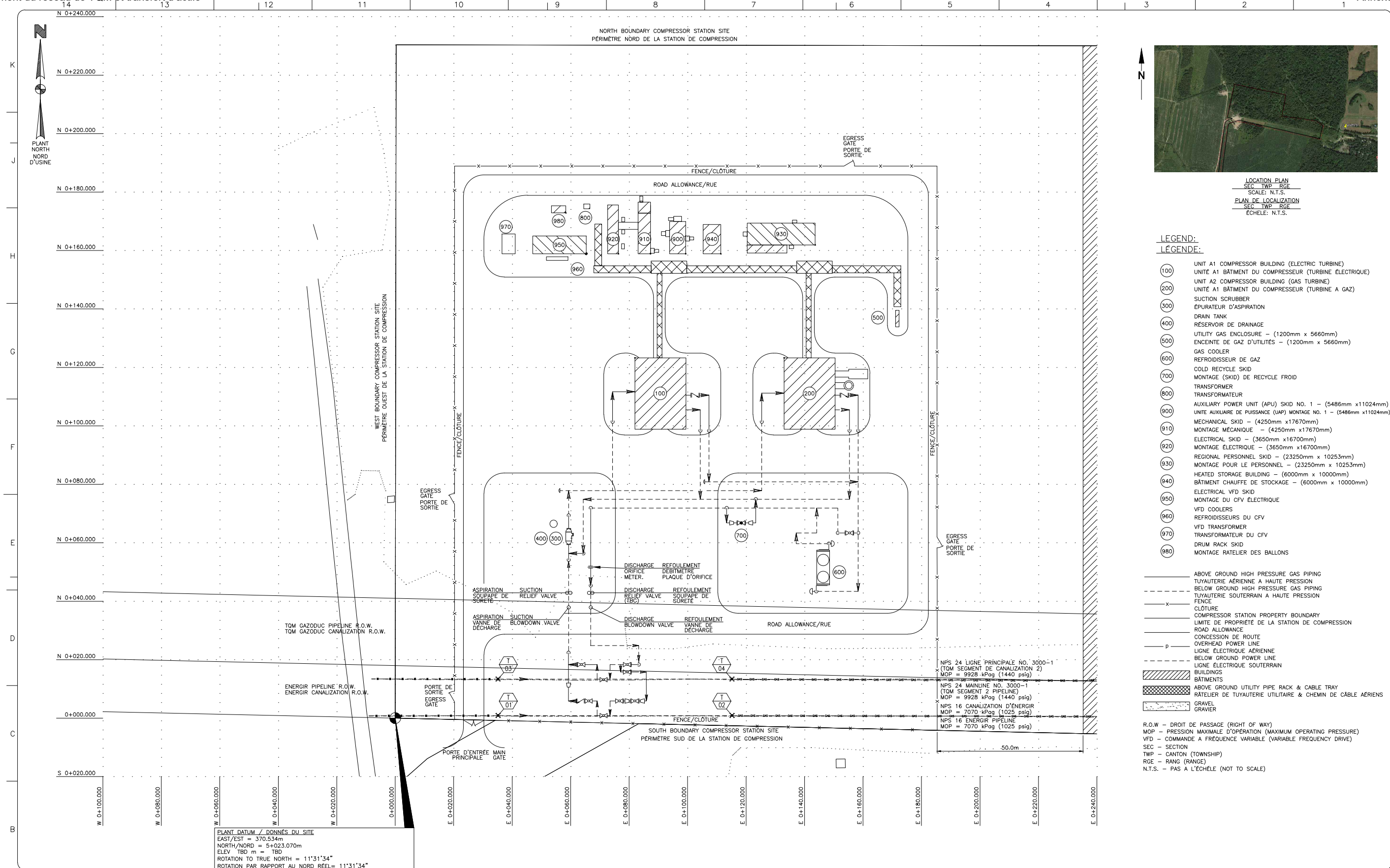
Le projet B comprend seulement La Pérade et Pointe du Lac à partir de 1983.

Référence: GICQ 4.7, p. 1

G-338-1983-05-11

Annexe 9-1

Plan d'aménagement préliminaire de la station de compression de Bromont



LOCATION PLAN
SEC. TWP. RGE.
SCALE: N.T.S.
PLAN DE LOCALIZATION
SEC. TWP. RGE.
ECHÉLE: N.T.S.

- LEGEND: / LÉGENDE:**
- (100) UNIT A1 COMPRESSOR BUILDING (ELECTRIC TURBINE) / UNITÉ A1 BÂTIMENT DU COMPRESSEUR (TURBINE ÉLECTRIQUE)
 - (200) UNIT A2 COMPRESSOR BUILDING (GAS TURBINE) / UNITÉ A2 BÂTIMENT DU COMPRESSEUR (TURBINE À GAZ)
 - (300) SUCTION SCRUBBER / ÉPURATEUR D'ASPIRATION
 - (400) DRAIN TANK / RÉSERVOIR DE DRAINAGE
 - (500) UTILITY GAS ENCLOSURE - (1200mm x 5660mm) / ENCEINTE DE GAZ D'UTILITÉS - (1200mm x 5660mm)
 - (600) GAS COOLER / RÉFROIDISSEUR DE GAZ
 - (700) COLD RECYCLE SKID / MONTAGE (SKID) DE RECYCLE FROID
 - (800) TRANSFORMER / TRANSFORMATEUR
 - (900) AUXILIARY POWER UNIT (APU) SKID NO. 1 - (5486mm x 11024mm) / UNITÉ AUXILIAIRE DE PUISSANCE (UAP) MONTAGE NO. 1 - (5486mm x 11024mm)
 - (910) MECHANICAL SKID - (4250mm x 17670mm) / MONTAGE MÉCANIQUE - (4250mm x 17670mm)
 - (920) ELECTRICAL SKID - (3650mm x 16700mm) / MONTAGE ÉLECTRIQUE - (3650mm x 16700mm)
 - (930) REGIONAL PERSONNEL SKID - (23250mm x 10253mm) / MONTAGE POUR LE PERSONNEL - (23250mm x 10253mm)
 - (940) HEATED STORAGE BUILDING - (6000mm x 10000mm) / BÂTIMENT CHAUFFÉ DE STOCKAGE - (6000mm x 10000mm)
 - (950) ELECTRICAL VFD SKID / MONTAGE DU CFV ÉLECTRIQUE
 - (960) VFD COOLERS / RÉFROIDISSEURS DU CFV
 - (970) VFD TRANSFORMER / TRANSFORMATEUR DU CFV
 - (980) DRUM RACK SKID / MONTAGE RATELIER DES BALLONS
- ABOVE GROUND HIGH PRESSURE GAS PIPING / TUYAUTERIE AÉRIENNE À HAUTE PRESSION
 - - - BELOW GROUND HIGH PRESSURE GAS PIPING / TUYAUTERIE SOUTERRAIN À HAUTE PRESSION
 - - - FENCE
 x - - - CLOTURE
 — COMPRESSOR STATION PROPERTY BOUNDARY / LIMITE DE PROPRIÉTÉ DE LA STATION DE COMPRESION
 — ROAD ALLOWANCE
 — CONVESSION DE ROUTE
 — OVERHEAD POWER LINE / LIGNE ÉLECTRIQUE AÉRIENNE
 - - - BELOW GROUND POWER LINE / LIGNE ÉLECTRIQUE SOUTERRAIN
 [Hatched Box] BUILDINGS / BÂTIMENTS
 [Cross-hatched Box] ABOVE GROUND UTILITY PIPE RACK & CABLE TRAY / RATELIER DE TUYAUTERIE UTILITAIRE & CHEMIN DE CÂBLE AÉRIENS
 [Dotted Box] GRAVEL / GRAVIER
- R.O.W. - DROIT DE PASSAGE (RIGHT OF WAY)
 MOP - PRESSION MAXIMALE D'OPÉRATION (MAXIMUM OPERATING PRESSURE)
 VFD - COMMANDE À FRÉQUENCE VARIABLE (VARIABLE FREQUENCY DRIVE)
 SEC - SECTION
 TWP - CANTON (TOWNSHIP)
 RGE - RANG (RANGE)
 N.T.S. - PAS À L'ÉCHELLE (NOT TO SCALE)

PLANT DATUM / DONNÉES DU SITE
 EAST/EST = 370.534m
 NORTH/NORD = 5+023.070m
 ELEV. TBD m = TBD
 ROTATION TO TRUE NORTH = 11°31'34"
 ROTATION PAR RAPPORT AU NORD RÉEL = 11°31'34"

DESSINS DE RÉFÉRENCE	
DESSIN No	TITRE
-	-

RÉVISION		APPROBATION						
REV. No	DATE	CODE DU PROJET	DRAFTER	RÉDACTION CHECKER	DESIGNER	DESIGN CHECKER	CHEF DE PROJET	COMPAGNIE
A	2018-10-26	M.000503	LN	JN	MT	KP	DM	WSP
B	2018-12-18	M.000503	LN	JN	MT	KP	DM	WSP
C	2019-07-04	M.000503	APC	JN	MT	KP	DM	WSP
D	2019-07-09	M.000503	APC	JN	MT	KP	DM	WSP
E	2019-07-19	M.000503	LN	JN	MT	KP	DM	WSP

INGÉNIEUR / RPT		PERMIS / ING. APPROBATION	
REV. No.	DATE	NUMÉRO DE PERMIS	DATE

Gazoduc TQM **wsp**

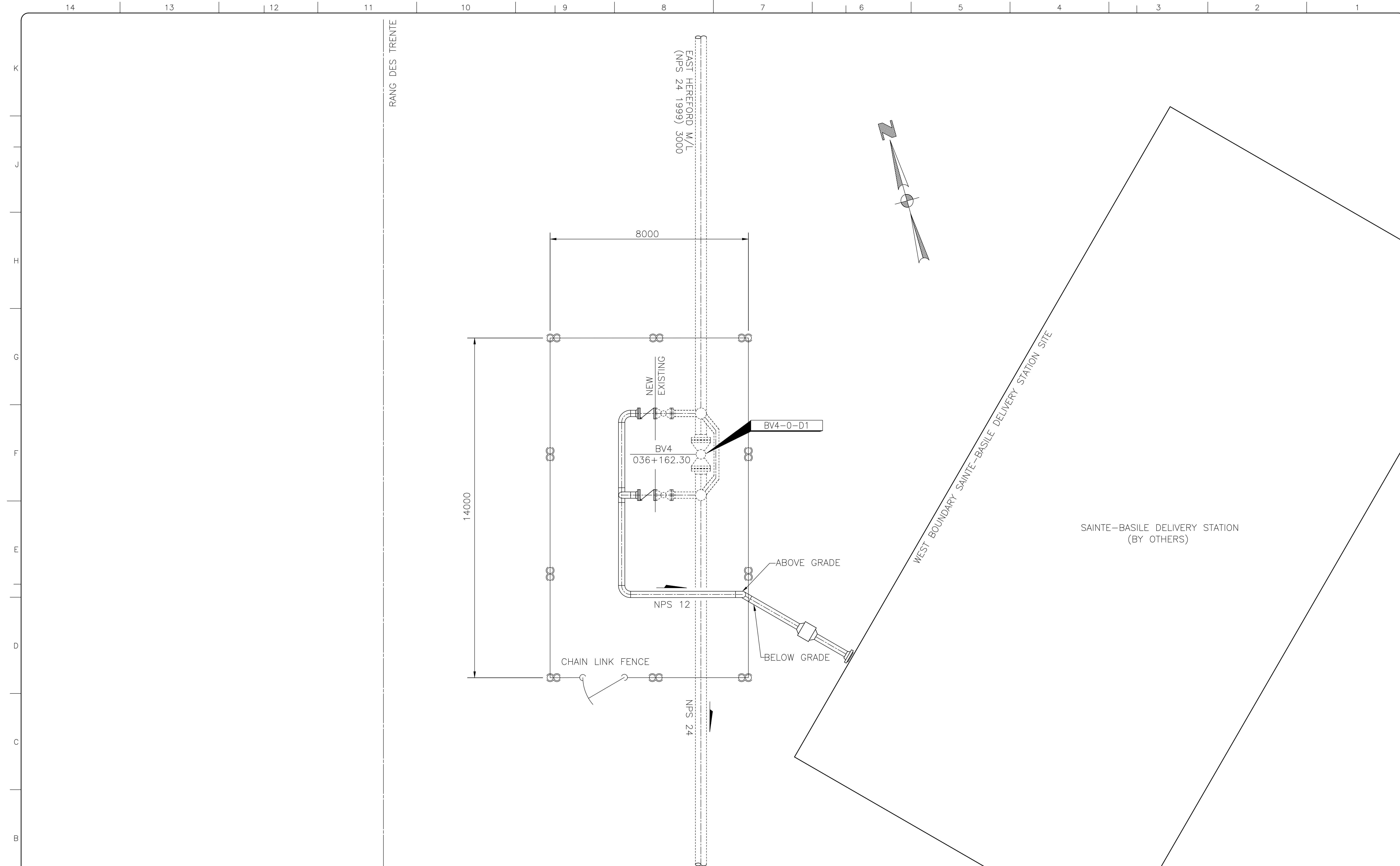
BROMONT COMPRESSOR STATION / POSTE DE COMPRESION DE BROMONT
 FIA # 78796 CHANGÉ: DISCIPLINE # 01

COMPRESSOR STATION/STATION DE COMPRESION
 PLOT PLAN/PLAN DE LOCALIZATION
 (FEED)/(INGÉNIEURIE DE BASE)

ECHÉLLE 1:500 DESSIN No 78796-01-00-00-010 REV E

Annexe 9-2

Plan d'aménagement préliminaire de l'interconnexion de Saint-Basile



DESSIN DE RÉFÉRENCE / REFERENCE DRAWINGS	
DESSIN No / DRAWING No	TITRE / TITLE

RÉVISION / REVISION		
REV / REV	DATE	DESCRIPTION / DESCRIPTION
A	2019-07-25	ISSUED FOR APPLICATION

APPROBATION / APPROVAL						
DIR. PROJET / PROJECT CODE	DESSINATEUR / DRAFTER	VÉRIFICATEUR / DRAWING CHECKER	CONCEPTEUR / DESIGNER	VÉR. CONCEPTEUR / DESIGN CHECKER	CHARGÉ PROJET / PROJECT MANAGER	COMPAGNE / COMPANY

INGÉNIEUR / RPT / PROFESSIONAL ENGINEER/RPT		PERMIS / APPROBATION ING PERMIT / ENG APPROVAL	

EAST HEREFORD MAINLINE (NPS 24 1999) LINE 3000	
F/A/FA 5212	CHANGEMENT/CHANGE DISCIPLINE
SAINTE-BASILE INTERCONNECT PLOT PLAN	
ÉCHELLE/SCALE NTS	DESSIN No/DRAWING No
REV/REV A	NUMÉRO DE PERMIS / PERMIT NUMBER

Annexe 9-3

Carte d'accès et le plan d'arpentage de la station de compression de Bromont



Cut/Fill Summary						
Name	Cut Factor	Fill Factor	2d Area	Cut	Fill	Net
RG_ACCESS ROAD VOL_RG to STRIP	1.000	1.000	9203.49sq.m	544.57 Cu. M.	1861.91 Cu. M.	-1317.35 Cu. M.<Fill>
Totals			9203.49sq.m	544.57 Cu. M.	1861.91 Cu. M.	-1317.35 Cu. M.<Fill>

DESSINS DE RÉFÉRENCE / REFERENCE DRAWINGS	
DESSIN No / DRAWING No	TITRE / TITLE

RÉVISION / REVISION	
REV	DESCRIPTION / DESCRIPTION
A	2019-07-18 ISSUED FOR INFORMATION

APPROBATION / APPROVAL						
INGÉNIEUR / RPT	DESIGNATEUR	WORKER	CONCEPTEUR	VERIF. CONCEPTEUR	CHARGE PROJET	COMPAGNE
PROFESSIONNEL ENGINEER/RPT	DRAWER	DRAWING CHECKER	DESIGNER	DESIGN CHECKER	PROJECT MANAGER	COMPANY
	M.000503	FMS	FH			WSP

INGÉNIEUR / RPT		PERMIS / APPROBATION ING	
PROFESSIONNEL ENGINEER/RPT	DATE	PERMIT/ ENG APPROVAL	DATE

Gazoduc TQM TQM Pipeline WSP

BROMONT COMPRESSOR STATION / POSTE DE COMPRESSION DE BROMONT

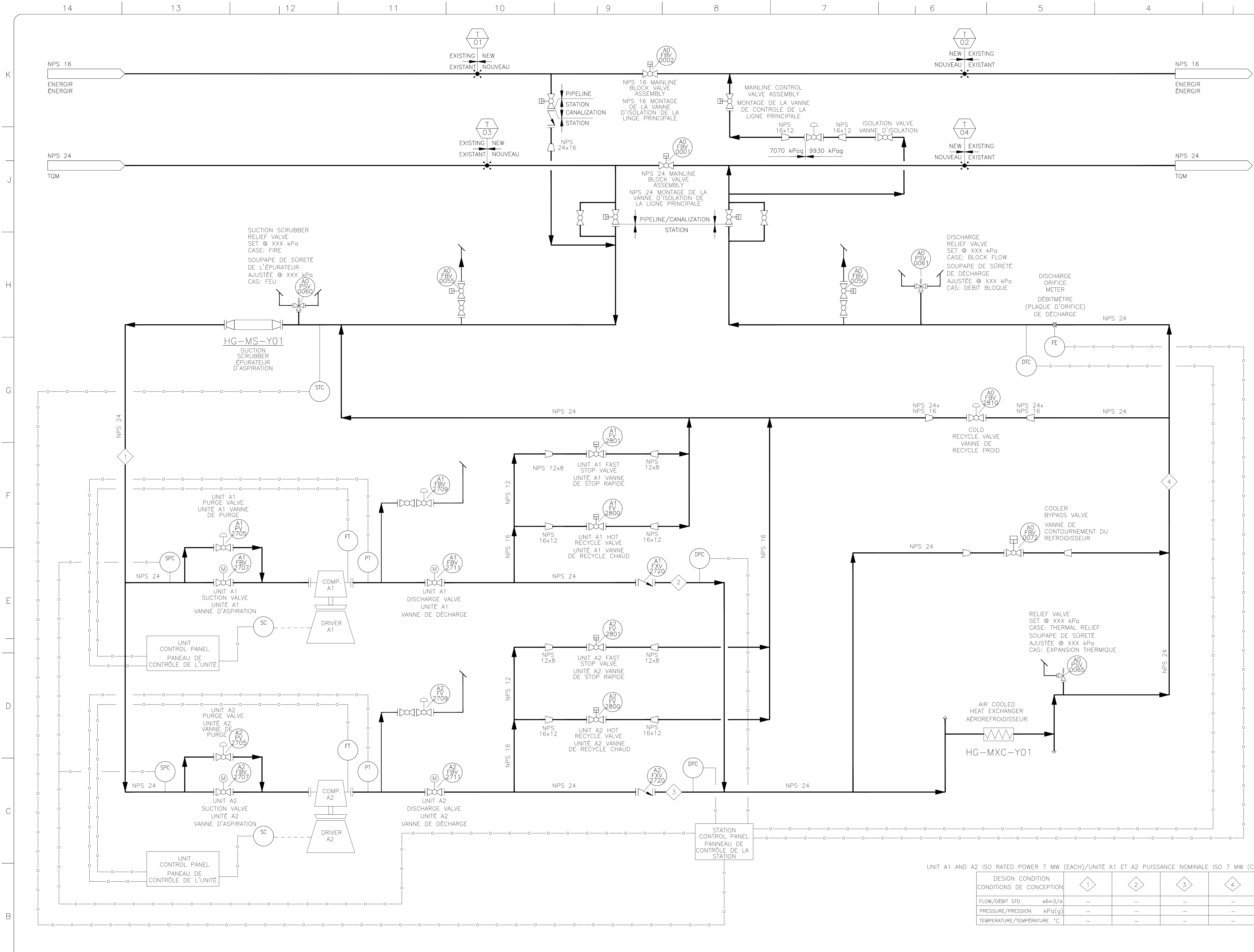
FA/FA 78796 CHANGE/CHANGEMENT DISCIPLINE 02

COMPRESSOR STATION/STATION DE COMPRESSION ACCESS ROAD PLAN AND PROFILE/PLAN ET PROFIL D'ACCES A LA ROUTE (FEED)/(INGÉNIERIE DE BASE)

ECHELLE/SCALE 1:1000 DESSIN No/DRAWING No 78796-02-00-SK-001 REV/REV A

Annexe 9-4

Diagramme du procédé d'écoulement de la station de compression de Bromont



NOTES:

COMPRESSOR STATION PROJECT: M.000503
PROJET DU POSTE DE COMPRESSION: M.000503

PIPELINE(S)
TQM MOP: 9930 kPag
ENERGIR MOP: 7070 kPag

SYSTEM: HIGH PRESSURE GAS
STATION DESIGN PRESSURE: 10,275 kPag

PROJECT DE LA STATION DE COMPRESSION

CANALIZATION(S)
TQM MOP: 9930 kPag
ENERGIR MOP: 7070 kPag

SYSTÈME: GAZ À HAUTE PRESSION
PRESSION DE CONCEPTION DE LA STATION: 10,275 kPag

NATURAL GAS COMPOSITION/COMPOSITION DU GAZ NATUREL

	MOLE %/MOL %
H2	-
He	0.00
N2	1.16
CO2	0.68
METHANE	95.15
ETHANE	2.76
PROPANE	0.18
i-BUTANE	0.02
n-BUTANE	0.03
i-PENTANE	0.01
n-PENTANE	0.01
HEXANE PLUS	0.00
MOLECULAR WEIGHT/POIDS MOLÉCULAIRE	-
SPECIFIC GRAVITY/GRAVITÉ SPÉCIFIQUE (AIR=1.0)	-

DATA SOURCE/SOURCE DES DONNÉES: SYSTEM DESIGN/CONCEPTION DU SYSTÈME

- NOTES GÉNÉRALES:**
- POUR TUYAUTERIE ET SYMBOLES DES INSTRUMENTS STANDARDS ET IDENTIFICATION, RÉFÉRER AUX NORMES ET PRATIQUES DE L'ISA POUR L'INSTRUMENTATION ISA-5.1, 5.2, 5.3 ET SYMBOLES DE TUYAUTERIE ET FEUILLE DE LÉGENDES STDS-01-CS-03-005.
 - RÉFÉRER AUX DESSINS DU VENDEUR POUR LES DÉTAILS DES ÉQUIPEMENTS.
 - RÉFÉRER AUX DESSINS DÉTAILLÉS STD-01-CS-03-601 ET 602 POUR L'INSTALLATION DE VANNE DE L'INSTRUMENTATION DE PRESSION.
 - RÉFÉRER AU DESSIN DE DÉTAIL STD-01-CS-03-150 A 165 POUR L'INSTALLATION DU TRAITEMENT ACOUSTIQUE.
 - RÉFÉRER AU DESSIN DE DÉTAIL STD-01-CS-03-180 POUR LA CONNEXION DE L'ALIMENTATION DE GAZ À L'ACTUATEUR DE LA VANNE.

- GENERAL NOTES:**
- FOR STANDARD PIPING AND INSTRUMENT SYMBOLS AND IDENTIFICATION, REFER TO ISA STANDARDS AND PRACTICES FOR INSTRUMENTATION ISA-5.1, 5.2, 5.3 AND PIPING SYMBOLS AND LEGEND SHEET STDS-01-CS-03-005.
 - REFER TO VENDOR DRAWINGS FOR EQUIPMENT DETAILS.
 - REFER TO DETAIL DRAWINGS STD-01-CS-03-601 AND 602 FOR PRESSURE INSTRUMENTATION VALVE INSTALLATION.
 - REFER TO DETAIL DRAWING STD-01-CS-03-150 TO 165 FOR ACOUSTIC TREATMENT INSTALLATION.
 - REFER TO DETAIL DRAWING STD-01-CS-03-180 FOR VALVE OPERATOR POWER GAS CONNECTION.

⚠

PROJECT CHANGED FROM GRANBY
LOCATION TO BROMONT LOCATION. /
PROJET CHANGÉ D'EMPLACEMENT DE
GRANBY À L'EMPLACEMENT DE BROMONT.

UNIT A1 AND A2 ISO RATED POWER 7 MW (EACH)/UNITÉ A1 ET A2 PUISSANCE NOMINALE ISO 7 MW (CHAQUE)

DESIGN CONDITION CONDITIONS DE CONCEPTION	1	2	3	4
FLOW/DÉBIT STD	-	-	-	-
PRESSURE/PRESSION kPa(g)	-	-	-	-
TEMPERATURE/TEMPÉRATURE °C	-	-	-	-

DESSINS DE RÉFÉRENCE

DESSIN No	TITRE
-	-
-	-
-	-
-	-
-	-
-	-
-	-
-	-
-	-
-	-

REVISION

REV No	DATE	DESCRIPTION
A	2018-10-25	ISSUED FOR REVIEW/ÉMIS POUR REVUE
B	2018-12-18	ISSUED FOR FEED / ÉMIS POUR FEED
C	2019-06-28	RE-ISSUED FOR FEED / RE-ÉMIS POUR FEED (BROMONT)

APPROBATION

CODE DU PROJET	DRAFTER	REDACTION CHECKER	DESIGNER	DESIGN CHECKER	CHEF DE PROJET	COMPAGNIE
M.000503	LN	JN	MT	KP	DM	WSP
M.000503	LN	JN	MT	KP	DM	WSP
M.000503	APC	JN	MT	KP	DM	WSP

INGÉNIEUR / RPT	PERMIS / ING. APPROBATION

Gazoduc TQM **wsp**

BROMONT COMPRESSOR STATION / POSTE DE COMPRESSION DE BROMONT

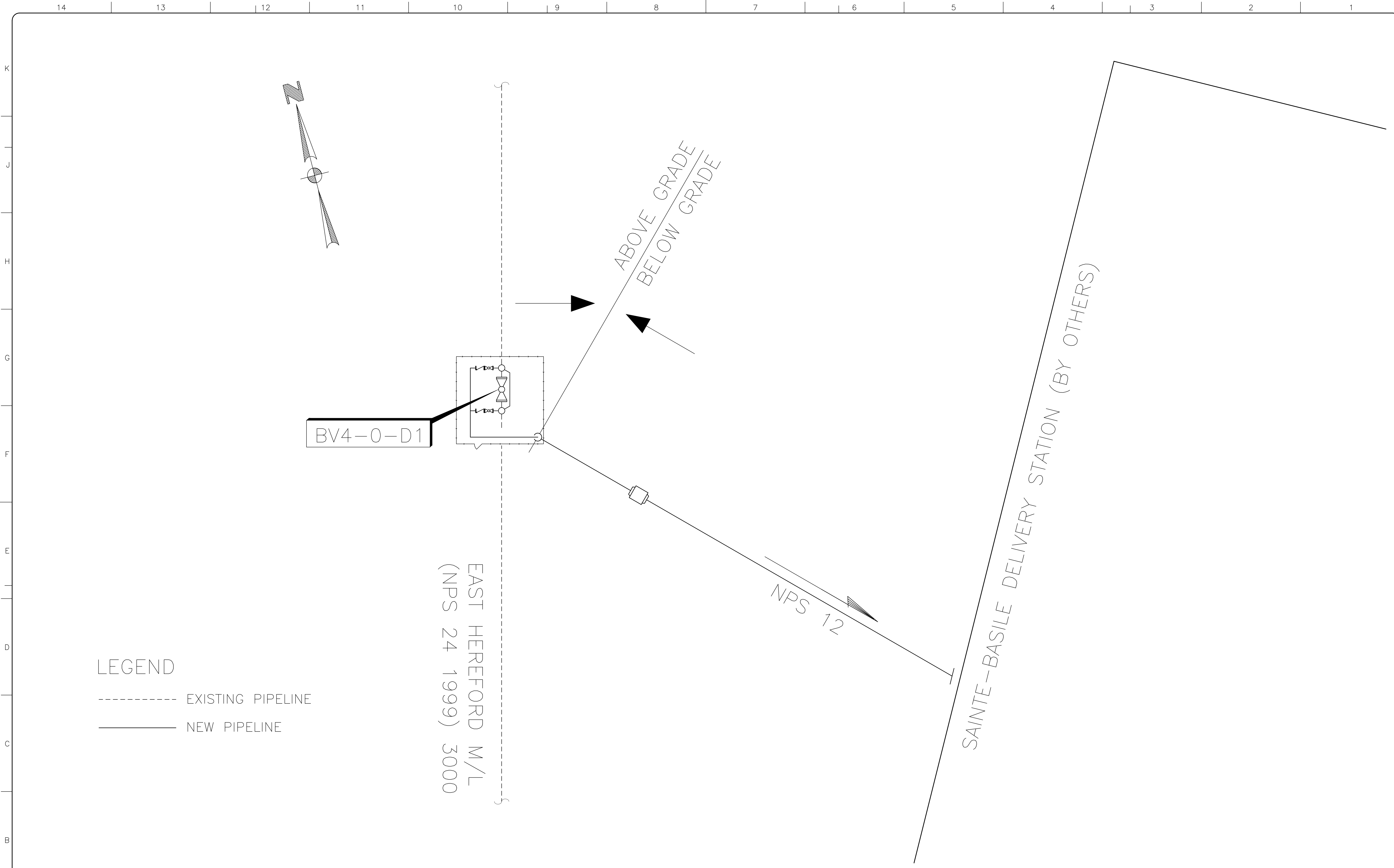
FIA # 78796 CHANGAGE: DISCIPLINE # 01

UNIT A1 AND A2/UNITÉ A1 ET A2
HIGH PRESSURE GAS SYSTEM/SYSTÈME DE HAUTE PRESSION
PROCESS FLOW DIAGRAM (FEED)/DIAGRAMME D'ÉCOULEMENT DE PROCÉDÉ (INGÉNIERIE DE BASE)

ÉCHELLE N.T.S./ÉCHELLE: DESSIN No 78796-01-00-01-001 REV C

Annexe 9-5

Diagramme du procédé d'écoulement de l'interconnexion de Saint-Basile



DESSIN No / DRAWING No		TITRE / TITLE
-		
-		
-		
-		
-		
-		
-		
-		
-		

RÉVISION / REVISION		DESCRIPTION / DESCRIPTION
REV	DATE	
A	2019-07-25	ISSUED FOR APPLICATION

APPROBATION / APPROVAL							
DIR. PROJET / PROJECT CODE	DESIGNATEUR / DRAFTER	VERIFICATEUR / DRAWING CHECKER	CONCEPTEUR / DESIGNER	REV. CONCEPTEUR / DESIGN CHECKER	CHARGE PROJET / PROJECT MANAGER	COMPAGNE / COMPANY	

INGÉNIEUR / RPT / PROFESSIONAL ENGINEER/RPT		PERMIS / APPROBATION ING / PERMIT / ENG APPROVAL	

Gazoduc TQM TQM Pipeline

EAST HEREFORD MAINLINE (NPS 24 1999) LINE 3000

FIA/FA 5212 CHANGE/CHANGEMENT DISCIPLINE

SAINTE-BASILE INTERCONNECT
NPS 12
PROCESS FLOW DIAGRAM

ÉCHELLE/SCALE NTS DESSIN No/DRAWING No REV/REV A

Annexe 11-1

Modèle d'avis en vertu de l'article 87(1)

LOI SUR L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
AVIS EN VERTU DE L'ARTICLE 87(1) (« AVIS »)

OBJET : OPTION D'ACHAT

Le [REDACTED]

DESTINATAIRE : [REDACTED] (étant le propriétaire du Terrain)
(le « **Propriétaire** »)

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. société légalement constituée en vertu de la Loi canadienne des sociétés par actions L.R.C. (1985), c. C-44, ayant une place d'affaire au 450, 1st Street S.W. à Calgary, Alberta, T2P 5H1, (la « **Société** »), vous avise par les présentes de ce qui suit :

1. DESCRIPTION DES TERRAINS REQUIS POUR LES INSTALLATIONS DE PIPELINE

La Société propose de construire certaines installations, dans le cadre de la construction d'un poste de compression et de l'équipement connexe (les « **Installations de pipeline** »), dans le terrain, sur celui-ci ou à travers celui-ci décrit en **Annexe « A »**, dans lequel vous avez des droits (le « **Terrain du Propriétaire** »). La Société souhaite obtenir un accord d'acquisition par voie d'une option d'achat dans le Terrain du Propriétaire (le « **Offre d'achat** ») afin de construire et d'opérer les Installations de pipeline qui affecteront une partie du Terrain du Propriétaire, telle qu'approximativement illustrée sur le croquis joint à l'**Annexe « B »** (le « **Terrain** »). Le Terrain couvre une superficie approximative de [REDACTED] hectares ([REDACTED] acres) pour l'option A et une superficie approximative de [REDACTED] hectares ([REDACTED] acres) pour l'option B.

2. ÉTAT DÉTAILLÉ DE LA VALEUR DES TERRAINS REQUIS

En tenant compte, s'il y a lieu, de l'usage actuel du Terrain et des terrains avoisinants, de tout changement probable dans l'utilisation du Terrain et des terrains avoisinants en vertu des règlements de zonages et des considérations économiques, des ventes récentes de terrains semblables à proximité du Terrain et d'autres facteurs pertinents, la Société a déterminé, en ignorant toute valeur résiduelle au Propriétaire, que la valeur du Terrain s'établit à [REDACTED] dollars ([REDACTED] \$) pour l'option A ou [REDACTED] dollars ([REDACTED] \$) pour l'option B soit [REDACTED] \$ l'hectare ([REDACTED] \$ l'acre). La Société veut requérir des droits dans le Terrain, décrit dans l'Offre d'achat et le Propriétaire pourra continuer à utiliser le Terrain en respectant les conditions énoncées dans l'Offre d'achat.

3. DÉTAILS DE L'INDEMNITÉ OFFERTE

En contrepartie de l'exécution par le Propriétaire et la Société aux termes et conditions stipulés à l'Offre d'achat à intervenir entre le Propriétaire et la Société, la Société offrira de verser au Propriétaire un montant de [REDACTED] dollars ([REDACTED] \$) pour l'option A ou [REDACTED] ([REDACTED] \$) pour l'option B (« **Indemnité pour l'achat** »).

4. DESCRIPTION DE LA PROCÉDURE D'ACCEPTATION DU TRACÉ DÉTAILLÉ DU PIPELINE

Les articles 34 à 39 de la *Loi sur l'Office national de l'Énergie* (la « **Loi** »), prescrivent la procédure d'acceptation du tracé détaillé d'un pipeline, tel qu'il est établi ci-après. À la suite du dépôt, par une société de pipeline, d'un plan à l'Office national de l'énergie (l'« **Office** ») sur lequel apparaît le tracé proposé d'un pipeline, la société doit signifier un avis aux termes de l'article 34 de la Loi à tous les propriétaires de terrain qu'elle se propose d'acquérir, elle doit également publier un avis décrivant le tracé détaillé du pipeline projeté et les adresses des bureaux de l'Office (le « **Processus concernant le tracé détaillé** »).

Dans les trente (30) jours suivant la signification de l'avis aux termes de l'article 34 de la Loi ou les trente (30) jours suivant la dernière publication de l'avis, toute personne craignant que le tracé

détaillé du pipeline projeté puisse nuire à ses terrains aura le droit de s'opposer au tracé détaillé projeté du pipeline en déposant auprès de l'Office une déclaration écrite de la nature de son intérêt dans les terrains et des motifs de son opposition audit tracé.

Si une déclaration écrite d'opposition a été déposée dans les délais prescrits à ce sujet, l'Office doit, sous réserve de certaines exceptions, ordonner la tenue d'une audience publique dans la région où sont situés les terrains, concernant les motifs d'opposition énoncés dans la déclaration. À cette audience, toute personne ayant dûment déposée une déclaration écrite, ou toute autre personne intéressée que l'Office aura autorisée, seront autorisées à faire des représentations à l'audience publique.

À la suite de l'audience, l'Office peut soit accepter, soit refuser le plan indiquant le tracé proposé du pipeline déposé par la société et, en donnant son approbation, l'Office peut imposer des conditions. Avant de donner son approbation, l'Office doit examiner toutes les déclarations écrites qui lui ont été dûment soumises et toutes les représentations faites à l'audience publique, afin d'établir quel serait le meilleur tracé détaillé possible du pipeline ainsi que les méthodes et le calendrier des travaux qui seraient le plus approprié pour la construction du pipeline.

Dans certaines circonstances, l'article 45 et, le plus souvent, l'article 58 de la Loi, confèrent à l'Office le pouvoir de dispenser une société du Processus concernant le tracé détaillé. Parmi les circonstances conférant à l'Office le pouvoir de dispenser une société en vertu de l'article 58, mentionnons, par exemple, la construction et l'exploitation d'un pipeline de moins de quarante (40) kilomètres de longueur, les réparations à un pipeline existant ou le remplacement de celui-ci, et des ajouts au pipeline existant. La société ainsi dispensée n'est pas tenue, en règle générale, de déposer auprès de l'Office un plan indiquant le tracé proposé d'un pipeline. Les questions se rapportant au tracé proposé du pipeline sont examinées dans le cadre du processus d'approbation de l'article 58 par l'Office, et les personnes ayant un intérêt peuvent faire part de leurs préoccupations auprès de l'Office à ce moment-là.

La Société a déposé ou déposera une demande aux termes de l'article 52 pour la construction des Installations de pipeline.

5. EXPOSÉ DE LA PROCÉDURE POUR LA NÉGOCIATION ET L'ARBITRAGE DES INDEMNITÉS

Les articles 88 à 103 inclusivement de la Loi précisent la procédure applicable aux négociations et à l'arbitrage dans le cas où le propriétaire du terrain et une société n'arrivent pas à s'entendre sur le montant de l'indemnité qui, aux termes de la Loi, doit être payé pour l'acquisition de terrains ou pour les dommages subis suite aux activités d'exploitation de la Société, ou sur toute autre question relative à l'indemnité.

Ces articles stipulent, en fait, que si une société et le propriétaire du terrain ne s'accordent pas sur toute question relative à l'indemnité, chacun d'eux peut signifier un avis de négociation à l'autre ainsi qu'au Ministre (le membre du Conseil des ministres fédéraux désigné pour remplir les fonctions de ministre aux termes de la Loi) demandant que la question soit négociée. Suivant la signification d'un tel avis, le Ministre doit nommer un négociateur qui se réunira avec les parties et, sans préjudice à toute procédure subséquente, entreprendre des négociations visant au règlement du différend. Dans les soixante (60) jours suivant le début des négociations, le négociateur doit faire rapport au Ministre soit de son succès, soit de son échec, et présenter une copie de ce rapport aux parties.

Si le propriétaire du terrain ou la société souhaitent ne pas entreprendre de négociations ou que ceux-ci n'ont pas réglé une question d'indemnité, ladite société ou le propriétaire du terrain peuvent signifier un avis d'arbitrage à l'autre et au Ministre demandant que le différend soit réglé par arbitrage. Le Ministre doit, sous réserve de certaines exceptions, référer le différend à un Comité d'arbitrage (défini dans la Loi) composé d'au moins trois (3) membres nommés par le Ministre, dont aucun ne sera membre, dirigeant ou employé de l'Office. Le Comité d'arbitrage doit alors fixer une date et un endroit convenant à la tenue d'une audience ayant pour but de régler toutes les questions d'indemnité mentionnées dans l'avis et doit signifier un avis d'audience aux parties. À la suite de cette audience, le Comité d'arbitrage décidera des questions d'indemnité qui lui ont été soumises, en tenant compte des éléments indiqués à l'article 97 de la Loi.

Le texte qui précède constitue un résumé des articles de la Loi. Vous pouvez consulter la Loi directement pour une description plus détaillée du processus d'acceptation du tracé du pipeline et du processus de négociation et d'arbitrage.

6. COMMUNICATION SUPPLÉMENTAIRE

Le présent avis ne constitue pas une offre et ne crée pour vous ou la Société aucune obligation de signer l'Offre d'achat ou toute autre entente relativement au Terrain. Un représentant de la Société vous contactera en temps opportun pour discuter de l'effet des installations pipelinières proposées

sur le Terrain de façon plus détaillée. À ce moment, la Société vous fournira une Offre d'achat formelle pour votre révision.

Pour plus d'information ou pour nous faire part de toute inquiétude, n'hésitez pas à contacter _____ au numéro suivant : _____.

Veillez SVP, accuser réception du présent avis et nous retourner une copie signée.

**LE PROPRIÉTAIRE ACCUSE RÉCEPTION DU PRÉSENT AVIS À _____, EN
DATE DU _____.**

Par : _____

ANNEXE « A »

TERRAIN DU PROPRIÉTAIRE

Partie du lot numéro < [REDACTED] > (Ptie < [REDACTED] >) du cadastre du Québec, circonscription foncière de < [REDACTED] >.

ANNEXE « B »

CROQUIS – OPTION A

CROQUIS – OPTION B

Annexe 11-2

Modèle d'option d'achat

OPTION D'ACHAT

Par : **GAZODUC TRANS QUÉBEC & MARITIMES INC.**, une compagnie légalement constituée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* L.R.C. (1985), c. C-44, ayant son siège social au 1, Place Ville-Marie, 39e étage, en la ville de Montréal, province de Québec, H3B 4M7, et une place d'affaires au 450 1st Street SW, T2P 5H1, en la ville de Calgary, province d'Alberta, ici représentée par _____ et _____, tous deux dûment autorisés aux fins des présentes, tel qu'ils le déclarent.

Ci-après nommée: **LA « SOCIÉTÉ »**;

Présentée à: [•]

Ci-après nommé : **LE « PROPRIÉTAIRE »**;

ATTENDU QUE :

Le Propriétaire confirme par les présentes qu'avant de conclure la présente Convention, celui-ci a reçu un avis de la Société aux termes de l'article 87 de la *Loi sur l'office national de l'énergie* (L.R.C.1985, ch. N-7) (la « **Loi** ») comprenant ce qui suit :

- (a) Une description des terrains lui appartenant et dont la compagnie a besoin pour de nouvelles installation sur son réseau de gazoduc ;
- (b) Les détails de l'indemnité que la Société offre pour ces terrains ;
- (c) Un état détaillé préparé par la Société quant à la valeur des terrains pour lesquels une indemnité a été offerte ;
- (d) Un exposé des formalités destinées à faire approuver les nouvelles installations proposées sur son réseau de gazoduc ;
- (e) Un exposé de la procédure de négociation et d'arbitrage prévue à la partie V de la Loi à défaut d'entente entre le Propriétaire et la Société sur toute question concernant l'indemnité à payer.

1.0 OPTION D'ACHAT

Le Propriétaire donne et accorde par les présentes à la Société une option exclusive et irrévocable d'acheter une propriété immobilière ci-après désignée au paragraphe 2.0 ci-dessous, aux prix et conditions ci-après, à savoir :

2.0 DÉSIGNATION DE L'IMMEUBLE

Un terrain connu et désigné comme étant une partie du lot [•] du cadastre Québec de la circonscription foncière de [•], d'une superficie approximative de [•], tel que démontré au plan préparé par [•], portant le numéro [•], qui demeure annexé à la présente et signé par le Propriétaire, sous réserve toutefois de l'arpentage à être fait par un arpenteur-géomètre, et ce, au choix et aux frais de la Société (l'« Immeuble »).

3.0 INDEMNITÉ RELATIVE À L'OPTION D'ACHAT

En contrepartie de la somme de [•] dollars ([•] \$) (l'« Indemnité relative à l'Option ») versée par la Société au Propriétaire conformément aux dispositions du présent paragraphe, le Propriétaire octroie à la Société une Option d'achat exclusive et irrévocable sur l'Immeuble moyennant l'Indemnité relative à l'achat (au sens du paragraphe 4.0), et sous réserve de toutes les modalités et conditions énoncées dans la présente Convention. Si la Société n'exerce pas son Option ou décide de ne pas conserver l'Option et qu'elle avise le Propriétaire par écrit de sa décision, la présente Convention ne sera plus en vigueur et ne produira plus d'effets et le Propriétaire pourra conserver l'Indemnité relative à l'Option ou tous les paiements reçus jusqu'à la date de l'avis écrit.

Conformément à la Loi, le Propriétaire peut exiger que l'Indemnité relative à l'Option lui soit versée en un seul paiement forfaitaire ou par des paiements annuels ou périodiques de sommes égales ou différentes échelonnés sur une période de temps.

De plus, conformément à la Loi, le montant payable pour l'Indemnité relative à l'Option pour lequel les versements annuels ou périodiques ont été choisis et dans le cas où la période durant laquelle de tels versements seront effectués excède cinq (5) ans, sera révisé chaque cinq (5) ans. Si la période de temps durant laquelle de tels versements sont faits n'excède pas cinq (5) ans, aucune révision du montant n'est requise. Le Propriétaire a choisi le mode de paiement de l'Indemnité relative à l'Option mentionné au paragraphe a) ci-dessus [**Note : À être confirmé par le Propriétaire.**]. L'Indemnité relative à l'Option peut être versée par la Société au Propriétaire au moyen :

- (a) d'un paiement forfaitaire de [•] dollars ([•] \$), plus les taxes applicables, payable lors de la remise de la présente Convention signée par la Société dans les quarante-cinq (45) jours de la date de signature de la présente Convention par le Propriétaire.
- (b) de paiements annuels ou périodiques de montants égaux ou différents échelonnés sur une période de temps jusqu'à la date d'exercice de l'Option, le premier paiement étant payable à la remise de la présente Convention signée par la Société dans les quarante-cinq (45) jours de la date de signature de la présente Convention signée par le Propriétaire.

4.0 INDEMNITÉ POUR L'ACHAT

Le prix de la vente de l'Immeuble sera de [•] dollars ([•] \$) payable lors de la signature de l'acte de vente. Cette considération en est une forfaitaire, globale et finale, ce qui a pour effet que toute réclamation d'intérêts, relative à la présente, sera réputée nulle et non avenue.

5.0 DISPOSITIONS PRÉVUES À LA LOI SUR L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

- (a) La société indemnise le Propriétaire pour tous les dommages causés par ses activités précédant la date de clôture.
- (b) La Société indemnise le Propriétaire de l'ensemble des responsabilités, dommages, réclamations, poursuites et actions auxquels pourraient donner lieu les activités de la Société précédant la Date de clôture, autre que les responsabilités, dommages, réclamations, poursuites et actions résultant de la faute lourde ou intentionnelle du Propriétaire.
- (c) Précédemment à la date de clôture, l'utilisation du terrain par la Société doit être limitée aux seules fins de canalisation ou d'autres installations nécessaires qui sont mentionnées aux paragraphes 7.8 à 7.10 de la présente Convention, sauf consentement ultérieur du Propriétaire pour d'autres usages.

6.0 CONDITIONS

6.1 Durée

La présente Option est consentie pour une période ferme et irrévocable de [•] ([•]) année(s) à compter de la date de signature des présentes par le Propriétaire. Cette durée peut être prolongée d'un commun accord entre les parties, par écrit.

6.2 Exercice de l'Option

La présente Option peut être exercée par la Société en tout temps avant son échéance, en faisant parvenir au Propriétaire une lettre à cet effet, livrée en mains propres, expédiée par courrier recommandé ou signifiée par huissier à son adresse.

6.3 Acte de Vente

- 6.3.1** Aussitôt que la Société l'exigera, le Propriétaire s'engage à signer l'acte de vente et à concourir à l'exécution de tout autre acte qui pourrait s'avérer nécessaire aux fins de ladite vente.
- 6.3.2** L'acte de vente devra être fait et rédigé conformément à toute loi et tout règlement en vigueur. Les titres de propriété devront être jugés satisfaisants par le notaire de la Société.
- 6.3.3** L'acte de vente sera préparé et rédigé par un notaire choisi par la Société.

6.4 Frais et honoraires

Tous les frais et honoraires relatifs à l'acte de vente incluant une copie pour le Propriétaire, ainsi que tous les frais et honoraires relatifs à l'arpentage seront à la charge exclusive de la Société. Néanmoins, tous les frais de remboursement des hypothèques, privilèges et/ou redevances quelconques grevant l'Immeuble seront à la charge du Propriétaire.

Le Propriétaire qui désire mandater un conseiller légal ou professionnel indépendant devra en assumer les frais et honoraires.

6.5 Titres et garanties

Le Propriétaire devra fournir un bon titre de valeur marchande, libre de tout privilège, hypothèque, servitude et/ou redevance quelconque.

6.6 Environnement

Le Propriétaire reconnaît, qu'à sa connaissance, l'Immeuble faisant l'objet des présentes n'est pas contaminé ou n'a pas été utilisé comme dépôt de déchets dangereux et respecte les lois sur l'Environnement présentement en vigueur.

6.7 Ajustements

Tous les ajustements se feront en date de la prise de possession de l'Immeuble par la Société.

6.8 Autorisation pour études environnementales et géotechniques

À compter de la date de signature des présentes par le Propriétaire, ce dernier autorise expressément la Société à faire sur l'Immeuble faisant l'objet des présentes toutes les études environnementales et géotechniques nécessaires et pertinentes.

6.9 Autorisation pour l'arpentage

À compter de la date de signature des présentes par le Propriétaire, ce dernier autorise expressément la Société à faire sur l'Immeuble faisant l'objet des présentes tous les travaux d'arpentage nécessaires et pertinents.

6.10 Autorisation pour le début des travaux

Dès l'exercice de l'Option par la Société et avant même que l'acte de vente n'ait été signé, la Société pourra, et à cet effet le Propriétaire l'autorise expressément, débiter sur ledit Immeuble tous les travaux d'excavation, de construction et d'installation relatifs à ses nouvelles installations pour son réseau de gazoduc.

7.0 AUTRES CONDITIONS

- 7.1** Le prix de vente indiqué ci-haut ne pourra être cédé ou transféré en tout ou en partie par le Propriétaire.
- 7.2** Cette Option ainsi que tous les droits et privilèges octroyés par les présentes s'étendent aux héritiers, exécuteurs testamentaires, cessionnaires et ayants droit du Propriétaire et de la Société respectivement, qu'ils engagent pareillement et à l'égard desquels ils ont mêmes effets.
- 7.3** En cas de vente de l'Immeuble par le Propriétaire, ce dernier s'engage à informer le futur acquéreur de la présente Option et s'engage à faire ajouter une clause dans l'acte de vente indiquant que l'acquéreur devra accorder, à la demande de la Société, une option d'achat de l'Immeuble en faveur de la Société, le tout selon les termes et convenus dans la présente Convention.
- 7.4** En cas de non-exercice de l'Option par la Société pendant la durée prévue au paragraphe 7.1 de la présente Convention, cette dernière s'engage à remettre les lieux dans l'état où ils se trouvaient lors de la prise de possession, sauf en ce qui concerne les modifications apportées et payées à titre de dommages.
- 7.5** Transmission par voie électronique : La présente option d'achat peut être signée et ensuite transmise par courrier électronique. Elle peut également être signée par le biais d'une signature électronique et ensuite transmise par courrier électronique. Chaque signature est réputée être un original et la totalité des signatures constitue un seul et même instrument

SIGNÉ à _____, ce _____ jour de _____ de
l'an 20__.

POUR : **Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.**

Annexe 11-3

Modèle d'option de servitude

OPTION DE SERVITUDE DE PASSAGE

Par : **Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.** société légalement constituée en vertu de la Loi canadienne des sociétés par actions L.R.C. (1985), c. C-44, ayant son siège social 1 Place Ville Marie, 39ème étage, Montréal (Québec) H3B 4M7, agissant aux présentes et représentée par _____ et _____, dûment autorisés aux fins des présentes, tel qu'ils le déclarent.

Ci-après nommée: **LA « SOCIÉTÉ »**;

Présentée à:

Ci-après nommé: **LE « CÉDANT »**;

1. PROPRIÉTÉ ET DÉSIGNATION DE L'IMMEUBLE DU CÉDANT

Le Cédant déclare être propriétaire d'un immeuble connu et désigné comme suit:

Lot:

Cadastre:

Circonscription foncière:

Ci-après désigné: **l'« Immeuble »**

2. OCTROI DE L'OPTION DE SERVITUDE DE PASSAGE

Le Cédant donne et accorde suivant les conditions prévues aux présentes à la Société qui accepte, l'option irrévocable d'acquérir une servitudes réelle et perpétuelle de passage, libre de toute charge (l'« **Option** »), afin de passer et repasser en tout temps à pied ou dans des véhicules sur une partie de l'Immeuble étant une lisière de terrain, (le« **Fonds servant** »), d'une largeur approximative de [•] mètres et d'une superficie approximative de [•] mètres carrés, le tout conformément aux stipulations et conditions d'un acte de constitution de servitude de passage (la « **Servitude** ») dont les modalités sont stipulées à l'article 6, des présentes.

3. DÉSIGNATION DU FONDS SERVANT

Le Fonds servant porte sur une partie du lot [•] du cadastre du Québec, de la circonscription foncière de [•], tel que montré au plan préparé par [•] qui demeure annexé à la présente et signé par Le Cédant, sous réserve toutefois de l'arpentage à être fait par un arpenteur-géomètre, et ce, au choix et aux frais de la Société.

4. INDEMNITÉ RELATIVE À L'OPTION DE SERVITUDE DE PASSAGE

En contrepartie de la somme de [•] [•\$] (« **Indemnité relative à l'Option** ») versée par la Société au Cédant conformément aux dispositions du présent paragraphe, Le Cédant octroie à la Société une option de servitude de passage exclusive et irrévocable sur l'Immeuble moyennant l'Indemnité relative à la servitude de passage (au sens du paragraphe 5), et sous réserve de toutes les modalités et conditions énoncées dans la présente Convention. Si la Société n'exerce pas son Option ou décide de ne pas conserver l'Option et qu'elle avise Le Cédant par écrit de sa décision, la présente Convention ne sera plus en vigueur et ne produira plus d'effets et Le Cédant pourra conserver l'Indemnité relative à l'Option ou tous les paiements reçus jusqu'à la date de l'avis écrit.

Conformément à la Loi, Le Cédant peut exiger que l'Indemnité relative à l'Option lui soit versée en un seul paiement forfaitaire ou par des paiements annuels ou périodiques de sommes égales ou différentes échelonnés sur une période de temps.

De plus, conformément à la Loi, le montant payable pour l'Indemnité relative à l'Option pour lequel les versements annuels ou périodiques ont été choisis et dans le cas où la période durant laquelle de tels versements seront effectués excède cinq (5) ans, sera révisé chaque cinq (5) ans. Si la période de temps durant laquelle de tels versements sont faits n'excède pas cinq (5) ans, aucune révision du montant n'est requise. Le Cédant a choisi le mode de paiement suivant de l'Indemnité relative à l'Option. L'Indemnité relative à l'Option est versée par la Société au Propriétaire au moyen :

- (a) d'un paiement forfaitaire de [•] dollars [•\$], plus les taxes applicables, payable lors de la remise de la présente Convention signée par la Société dans les quarante-cinq (45) jours de la date de signature de la présente Convention par Le Cédant;
- (b) de paiements annuels ou périodiques de montants égaux ou différents échelonnés sur une période de temps jusqu'à la date d'exercice de l'Option, le premier paiement étant payable à la remise de la présente Convention signée par la Société dans les quarante-cinq (45) jours de la date de signature de la présente Convention signée par Le Cédant.

5. INDEMNITÉ POUR LA SERVITUDE DE PASSAGE

Si la Société exerce l'Option, la considération pour l'acquisition de la Servitude permanente sera versée au Cédant au moyen :

- (a) d'un paiement forfaitaire de [•] dollars [•\$], plus les taxes applicables, payable suite à la publication de l'Acte de Servitude à l'Index des immeubles au registre foncier approprié sans inscription préjudiciable au droit octroyé à la Société par la Servitude; ou
- (b) de paiements annuels ou périodiques de montants égaux ou différents, échelonnés sur une période donnée tel qu'il sera énoncé à l'annexe de l'Acte de Servitude, le premier paiement étant payable suite à la publication de l'Acte de Servitude sans inscription préjudiciable.

6. CONDITIONS

6.1. Durée:

La présente option d'achat est consentie pour une période ferme et irrévocable de [•] années à compter de la date de signature des présentes par Le Cédant. Cette durée peut être prolongée d'un commun accord entre les parties, par écrit

6.2. Exercice de l'Option:

La présente option de servitude de passage peut être exercée par la Société en tout temps avant son échéance, en faisant parvenir au Propriétaire une lettre à cet effet, livrée en mains propres, expédiée par courrier recommandé ou signifiée par huissier à son adresse.

6.3. Acte de servitude de passage:

6.3.1. Aussitôt que la Société l'exigera, Le Cédant s'engage à signer la Servitude et à concourir à l'exécution de tout autre acte qui pourrait s'avérer nécessaire aux fins dudit acte, incluant la publication des droits réels consentis à la Société.

6.3.2. Les titres de propriété devront être jugés satisfaisants par le notaire instrumentant mandaté par la Société.

6.3.3. La Servitude sera préparée et rédigée par un notaire mandaté par la Société, selon la formule utilisée par la Société et devra strictement et essentiellement comprendre les clauses suivantes qui sont de l'essence même de l'exercice de l'Option:

6.3.3.1. Le Cédant devra octroyer à la Société, le droit de passer et repasser sur le Fonds servant, d'y accéder et d'en sortir en tout temps à pied ou dans des véhicules, de même que:

6.3.3.1.1. Le droit de rompre, abattre, couper, tailler et enlever en tout temps arbres, buissons, arbrisseaux, branches, racines et souches et d'empêcher ou de restreindre la croissance de ceux-ci dans les limites du Fonds servant;

6.3.3.1.2. Le droit de maintenir libre en tout temps et/ou d'exiger que soit libre en tout temps le Fonds servant de tout objet, obstacle, ouvrage, clôture, débris et véhicule.

6.3.3.1.3. Le droit d'utiliser le Fonds servant comme aire de travail temporaire lors des travaux de construction, de réparation et d'entretien du réseau gazier de la Société, incluant l'entreposage temporaire de matériaux.

6.3.3.1.4. Le Cédant renonce au droit prévu à l'article 1189 du *Code civil du Québec*.

6.4. Frais et honoraires:

Tous les frais et honoraires relatifs à la Servitude incluant une copie pour Le Cédant, ainsi que tous les frais relatifs à l'arpentage seront à la charge exclusive de la Société.

Cependant, Le Cédant qui désire mandater un conseiller légal ou professionnel indépendant devra en assumer les frais et honoraires.

6.5. Autorisation pour l'arpentage:

À compter de la date de signature des présentes par Le Cédant, ce dernier autorise expressément la Société à faire sur l'Immeuble, tous les travaux d'arpentage nécessaires et pertinents à l'exercice potentiel des droits de la Servitude.

6.6. Autorisation d'utilisation du Fonds servant:

Dès l'exercice de l'Option par la Société et avant même que l'acte de servitude n'ait été signé, la Société pourra, et à cet effet, Le Cédant l'autorise expressément, débiter à passer et repasser sur le Fonds servant, en tout temps, à pied ou dans des véhicules, et à utiliser le Fonds servant comme aire de travail temporaire.

6.7. Autres conditions:

6.7.1. La considération pour l'acquisition de la Servitude ne pourra être cédée ou transportée en tout ou en partie par Le Cédant.

6.7.2. Cette Option ainsi que tous les droits et privilèges octroyés par les présentes lient les parties, ainsi que leurs successeurs, héritiers et ayants cause respectifs.

6.7.3. Si l'une des parties est constituée de deux personnes ou plus, celles-ci sont solidairement obligées et responsables envers l'autre partie.

6.7.4. L'Option est assujettie aux lois en vigueur dans la Province de Québec et à la Loi sur l'Office national de l'énergie.

6.7.5. En cas de vente de l'Immeuble par Le Cédant, ces derniers s'engagent à informer le futur acquéreur de la présente Option et s'engagent à faire ajouter une clause dans l'acte de vente à l'effet que l'acquéreur devra accorder, gratuitement et à la demande de la Société, une option de servitude de passage sur l'Immeuble, le tout selon les termes convenus dans l'Option.

6.7.6. La présente option de servitude de passage peut être signée et ensuite transmise par courrier électronique. Elle peut également être signée par le biais d'une signature électronique et ensuite transmise par courrier électronique. Chaque signature est réputée être un original et la totalité des signatures constitue un seul et même instrument.

7.8. Dispositions prévues à la Loi sur l'Office national de l'énergie:

- a. La Société indemnise le Cédant pour tous les dommages causés par ses activités précédant la date de clôture.
- b. La Société indemnise le Cédant de l'ensemble des responsabilités, dommages, réclamations, poursuites et actions auxquels pourraient donner lieu les activités de la Société, les pipelines ou les pipelines abandonnés de la Société précédant la Date de clôture, autres que les responsabilités, dommages, réclamations, poursuites et actions résultant de la faute lourde ou intentionnelle du Propriétaire.

SIGNÉ à _____, ce _____ jour de _____ de l'an _____.

Par : _____

Par : _____

POUR : **Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.**

Par : _____

Par : _____

Annexe 11-4

Modèle d'acte de vente

ACTE DE VENTE

**INTERVENU
ENTRE :**

<●>, personne morale constituée en vertu de <●>, dont le siège social est situé au <●>, en la ville de <●> (Québec) <●>, agissant et représentée aux présentes par <●>, son <●>, dûment autorisé aux fins des présentes aux termes d'une <●> adoptée le <●> (<●>) jour de <●> deux mil <●> (20<●>), laquelle est toujours en vigueur;

OU

<●>, résidant et domicilié(e) au <●>, en la Ville de <●> (Québec) <●>;

ET/OU

<●>, résidant et domicilié(e) au <●>, en la Ville de <●> (Québec) <●>;

(collectivement, ci-après, le « **Vendeur** »)

ET :

GAZODUC TRANS QUÉBEC & MARITIMES INC. une compagnie légalement constituée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, dûment immatriculée au registre des entreprises du Québec sous le numéro 1144448058, ayant son siège social au 1, Place Ville-Marie, 39e étage, en la ville de Montréal, province de Québec, H3B 4M7, et une place d'affaires en la ville de Calgary, province d'Alberta au 450 1st Street SW, T2P 5H1, ici représentée par _____, signataire autorisé, et par _____, signataire autorisé, tous deux dûment autorisés aux fins des présentes par résolution du conseil d'administration de la

compagnie _____ en _____ date
résolution est toujours en vigueur ; laquelle

(ci-après, l' « **Acheteur** »)

1. VENTE

Par les présentes, le Vendeur vend et transfère à l'Acheteur, ici présent et acceptant, la propriété immobilière suivante avec la garantie légale (ci-après appelée la « **Propriété** »), soit :

DESCRIPTION

Un immeuble connu et désigné comme étant le lot numéro <●> (<●>) du Cadastre du Québec, circonscription foncière de <●>.

OU

Un immeuble connu et désigné comme étant une partie du lot originaire numéro <●> (ptie <●>) (ou de la subdivision numéro <●> du lot originaire <●> (ptie <●> - <●>) du Cadastre officiel de <●>, circonscription foncière de <●>, plus amplement décrite comme suit :

<●>

Le tout tel qu'il est décrit plus en détail à la description technique et montré au plan préparé par <●>, arpenteur-géomètre, le <●>, sous le numéro <●> de ses minutes et le numéro <●> de ses dossiers, joint en Annexe « **A** » du présent acte.

Tel que le tout se trouve présentement, sans aucune exception ni réserve de la part du Vendeur. Sujet à toutes les servitudes actives ou passives, apparentes ou occultes, attachées à la Propriété, notamment sujet aux servitudes publiées sous les numéros <●> et <●>.

2. TITRES

Le Vendeur est devenu propriétaire de la Propriété aux termes d'un acte de vente par <●>, reçu devant Me <●>, notaire, le <●> (<●>) jour de l'an <●>, et publié au bureau de la publicité des droits de la circonscription foncière de <●> sous le numéro <●>.

3. POSSESSION

L'Acheteur sera propriétaire absolu de la Propriété à compter de ce jour, avec possession et occupation immédiate.

4. DÉCLARATIONS DU VENDEUR

Le Vendeur déclare ce qui suit :

- 4.1 La Propriété est libre de toute hypothèque quelconque, sauf <●> laquelle sera radiée par le Vendeur à ses frais.
- 4.2 Il n'y a aucune servitude autre que celles mentionnées ci-dessus.
- 4.3 Tous les impôts fonciers échus ont été payés sans subrogation et ce, jusqu'au <●>, quant aux taxes municipales, et jusqu'au <●>, quant aux taxes scolaires.
- 4.4 Tous les droits de mutation ont été acquittés.
- 4.5 La Propriété n'est pas sujette à une option d'achat ou à un droit de premier refus liant le Vendeur personnellement dans aucun bail ou autre document.
- 4.6 Le Vendeur n'a reçu aucun avis d'une autorité compétente à l'effet que la Propriété n'est pas conforme aux règlements et lois en vigueur.
- 4.7 La Propriété n'est pas située dans une zone agricole.
- 4.8 La Propriété ne fait pas partie d'un ensemble immobilier.
- 4.9 La Propriété n'a pas fait partie d'un ensemble immobilier dont elle se trouverait détachée par suite d'une aliénation depuis la mise en vigueur des dispositions de la *Loi sur la Régie du logement* prohibant telle aliénation.
- 4.10 La Propriété n'est pas un bien patrimonial classé ou reconnu et n'est pas située dans un arrondissement historique ou naturel, dans un site historique classé, ni dans une aire de protection en vertu des dispositions de la *Loi sur le Patrimoine culturel*.
- 4.11 La Propriété ne déroge pas aux lois et règlements relatifs à la protection de l'environnement.
- 4.12 La Propriété ne sert pas, en partie ou en totalité, de résidence familiale et n'est pas un « immeuble d'habitation » en vertu de la *Loi sur la taxe d'accise*, L.R.C. 1985, ch. E-15, en sa version modifiée et de la *Loi sur la taxe de vente du Québec*, L.R.Q., c. T-0.1, en sa version modifiée.
- 4.13 Il n'est pas non-résident du Canada au sens de l'article 116 de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada).
- 4.14 Il déclare qu'il est marié à <●>, sous le régime de la communauté de biens, aucune convention matrimoniale

n'étant intervenue entre eux avant ou après la célébration de leur mariage le <●> à <●> dans la province de Québec où ils étaient alors tous deux domiciliés. Il déclare également qu'il s'agit de son <●> mariage et que son état civil et son régime matrimonial n'ont été et ne sont l'objet d'aucun changement.

OU

<●> déclare qu'il est marié à <●>, depuis le <●>, sous le régime de la séparation de biens, aux termes d'un contrat de mariage reçu devant Me <●>, notaire, le <●>, sous le numéro <●> de ses minutes, et inscrit au registre des droits personnels et réels mobiliers ou au bureau de la publicité des droits de la circonscription foncière de <●> sous le numéro <●>. Il déclare également qu'il s'agit de son <●> mariage, qu'il n'a jamais été uni civilement auparavant et que son état civil et son régime matrimonial n'ont été et ne sont l'objet d'aucun changement.

OU

<●> déclare qu'il est marié à <●>, sous le régime de la Société d'acquêts, aucune convention matrimoniale n'étant intervenue entre eux avant ou après la célébration de leur mariage le <●> à <●> dans la province de Québec où il étaient alors tous deux domiciliés. Il déclare également qu'il s'agit de son <●> mariage, qu'il n'a jamais été uni civilement auparavant et que son état civil et son régime matrimonial n'ont été et ne sont l'objet d'aucun changement.

OU

<●> déclare qu'il est majeur et célibataire pour ne s'être jamais marié ou uni civilement.

5. CONDITIONS

La présente vente est faite sous réserve des conditions suivantes auxquelles l'Acheteur est lié et qu'il s'engage à respecter, notamment :

- 5.1 effectuer le paiement des frais associés au présent acte et à sa publication et les frais de copies nécessaires; et
- 5.2 payer toutes les taxes, générales et spéciales, municipales et scolaires et toutes autres impositions foncières relatives à la Propriété à compter de la date des présentes, ainsi que les versements, en capital et intérêts, à échoir de toutes taxes spéciales imposées avant ladite date de répartition mais dont le paiement est réparti sur plusieurs années.

6. PRIX

La présente vente est faite en contrepartie d'un montant de <●> DOLLARS (<●> \$) (le « **Prix d'achat** ») plus les taxes applicables que le Vendeur reconnaît avoir dûment reçu de l'Acheteur, dont quittance pour autant.

7. AJUSTEMENTS

Par les présentes, le Vendeur et l'Acheteur déclarent que les ajustements relatifs aux impôts fonciers ont été faits à la date des présentes à la satisfaction des parties.

8. RÉGIME JURIDIQUE

Le présent acte est régi par les lois de la province de Québec.

9. INTERVENTION DE L'ÉPOUX / ÉPOUSE

Aux présentes intervient <●>, époux / épouse de <●>, (ci-après l'« **Intervenant** »), lequel, après avoir pris connaissance des présentes, confirme la déclaration relative à leur régime matrimonial et déclare apporter son consentement et son concours aux présentes, à toutes fins que de droit.

10. RENSEIGNEMENTS DEMANDÉS EN VERTU DE L'ARTICLE 9 DE LA LOI CONCERNANT LES DROITS DE MUTATION IMMOBILIÈRES (L.R.Q., C. D-15.1)

Afin de se conformer à la loi précitée, le Vendeur et l'Acheteur aux présentes (ci-après, le « **Cédant** » et le « **Cessionnaire** » aux fins de la présente déclaration) déclarent ce qui suit et reconnaissent les renseignements et faits suivants :

10.1 les nom et adresse du Vendeur et/ou du Cédant sont indiqués dans la comparution;

10.2 les nom et adresse de l'Acheteur et/ou du Cessionnaire sont indiqués dans la comparution;

10.3 la Propriété est située dans la municipalité de <●>;

10.4 le Cédant et le Cessionnaire établissent la valeur de la contrepartie à :

<●> DOLLARS (<●> \$);

10.5 le Cédant et le Cessionnaire déclarent que la base d'imposition est la suivante :

<●> DOLLARS (<●> \$);

10.6 le montant des droits de mutation est de :

<•> DOLLARS (<•> \$);

10.7 il n'y a pas transfert à la fois d'un immeuble corporel et de meubles visés à l'article 1.0.1 de la loi.

[La page de signatures suit.]

LES PARTIES ONT SIGNÉ ET EXÉCUTÉ LE PRÉSENT ACTE COMME SUIV :

SIGNÉ par le Propriétaire à _____, province de Québec, le _____ (____) jour de _____ deux mille _____ (20____) :

Par : _____
<□>

Par : _____
<□>

DÉCLARATION D'ATTESTATION

Concernant un acte de vente intervenu entre la _____ (le « **Propriétaire** ») et **GAZODUC TRANS QUÉBEC & MARITIMES INC.** (la « **Société** ») et signé par le Propriétaire à _____, province de Québec, le _____ (____) jour de _____ deux mille _____ (20____) et par la Société à Calgary, province d'Alberta, le _____ (____) jour de _____ deux mille _____ (20____)

Je, soussigné(e), _____, _____, atteste que :

1. J'ai vérifié l'identité, la qualité et la capacité du Propriétaire;
2. Le présent acte traduit la volonté exprimée par le Propriétaire; et
3. Le présent acte est valide quant à sa forme.

ATTESTÉ à _____, province de Québec, le _____ (____) jour de _____ deux mille _____ (20____).

Nom : _____
Qualité : _____
Domicile : _____

Me <□>

SIGNÉ par la Société à _____, province d'Alberta, le
_____ (____) jour de _____
deux mille _____ (20____).

**GAZODUC TRANS QUÉBEC &
MARITIMES INC.**

Par : _____
<□>

Par : _____
<□>

DÉCLARATION D'ATTESTATION

Concernant un acte de vente intervenu entre _____(le
« **Propriétaire** ») et **GAZODUC TRANS QUÉBEC & MARITIMES INC.** (la
« **Société** ») et signé par le Propriétaire à _____,
province de Québec, le _____ (____) jour de
_____ deux mille _____ (20____) et par la
Société à Calgary, province d'Alberta, le _____ (____) jour de
_____ deux mille _____ (20____)

Je, soussigné(e), _____, _____,
atteste que :

1. J'ai vérifié l'identité, la qualité et la capacité de la Société;
2. Le présent acte traduit la volonté exprimée par la Société; et
3. Le présent acte est valide quant à sa forme.

ATTESTÉ à _____, province
_____, le _____ (____) jour
de _____ deux mille _____ (20____).

Nom : _____

Qualité : _____

Domicile : _____

Me <•>

Annexe 11-5

Modèle d'acte de servitude

ACTE DE SERVITUDE

INTERVENU ENTRE :

(le « **Propriétaire** »)

ET :

GAZODUC TRANS QUÉBEC & MARITIMES INC.
une compagnie légalement constituée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, dûment immatriculée au registre des entreprises du Québec sous le numéro 1144448058, ayant son siège social au 1, Place Ville-Marie, 39e étage, en la ville de Montréal, province de Québec, H3B 4M7, et une place d'affaires en la ville de Calgary, province d'Alberta au 450 1st Street SW, T2P 5H1, ici représentée par _____, signataire autorisé, et par _____, signataire autorisé, tous deux dûment autorisés aux fins des présentes par résolution du conseil d'administration de la compagnie en date _____, laquelle résolution est toujours en vigueur ;

(la « **Société** »)

ATTENDU QUE, POUR ÉTABLIR LA SERVITUDE DE PASSAGE ET AUTRES DROITS ACCESSOIRES DÉCRITS AUX PRÉSENTES, LES PARTIES DÉCLARENT ET CONVIENNENT DE CE QUI SUIT :

1. IMMEUBLE

Le Propriétaire déclare être le propriétaire inscrit et le propriétaire véritable de l'immeuble décrit comme suit :

(ci-après, l'« **Immeuble** »)

2. INSTALLATIONS DE PIPELINE

2.1 La Société a des installations de pipeline et de l'équipement connexe (les « **Installations de Pipeline** »), dans, sur ou à travers le lot _____, conformément à _____.

3. CHEMIN D'ACCÈS

Pour les besoins des présentes, le « **Chemin d'accès** » est définie comme étant la partie de l'Immeuble connue et désignée comme suit :

Le tout tel que plus amplement décrit à la description technique et montré au plan préparés par _____, arpenteur-géomètre, le _____, sous le numéro _____, joint en Annexe « A » du présent acte.

(ci-après, le « **Chemin d'accès** »)

- 3.1** Le Propriétaire demeure propriétaire du Chemin d'accès, sous réserve des droits accordés à la Société aux termes des présentes.

4. FONDS DOMINANT

[•] (le « **Fonds Dominant** »).

5. SERVITUDE DE PASSAGE

- 5.1** Par les présentes, le Propriétaire crée, en faveur du Fonds Dominant et contre le Chemin d'accès, à titre de fonds servant, une servitude de passage réelle et perpétuelle, à l'occasion et en tout temps, permettant le passage à pied ou au moyen de véhicules, y compris avec des fournitures, de la machinerie et de l'équipement, dans toute direction, sur, dans ou à travers le Chemin d'accès, et le long du Chemin d'accès, en vue d'avoir accès au Fonds Dominant et d'en sortir, notamment, sans limiter la portée de ce qui précède, de construire, d'entretenir, de réparer et d'exploiter une voie d'accès sur le Chemin d'accès et de relier cette voie d'accès aux Installations de Pipeline ainsi qu'à toute voie publique adjacente.
- 5.2** Le Propriétaire octroie à la Société et à ses administrateurs, dirigeants, mandataires, employés, entrepreneurs, sous-traitants et invités (ci-après, la « **Société et ses représentants** »), y compris leurs véhicules, matériel, fournitures, machines et équipement, le droit de libre accès et passage en tout temps sur le Chemin d'accès, et ce, à toutes fins utiles ou souhaitables, relatives ou accessoires à l'exercice et à la jouissance des servitudes octroyées par les présentes.
- 5.3** Le Propriétaire accorde à la Société le droit d'enlever en tout temps sur le Chemin d'accès tout bloc rocheux, arbre, arbuste, racine, souche, broussaille ou autre type de végétation et d'enlever tout objet, ouvrage ou obstacle dans le périmètre du Chemin d'accès.
- 5.4** En ce qui concerne l'utilisation du Chemin d'accès, le Propriétaire consent, en vertu de l'alinéa 86(2)e) de la Loi (telle que ci-après définie au paragraphe 6.2 des présentes), à toute utilisation du Chemin d'accès autorisée en vertu de l'article 5 des présentes, un tel consentement étant réputé avoir été donné au moment de toute telle pareille utilisation aux fins du paragraphe 86(2) de la Loi.

6. PRIX ET MODALITÉS DE PAIEMENT

- 6.1** En contrepartie des droits de servitudes octroyés par les présentes, la Société verse un paiement au Propriétaire de la façon suivante :
- 6.1.1** une somme forfaitaire de ● DOLLARS (● \$) en monnaie légale du Canada (dont le Propriétaire accuse réception partie ce jour, partie avant ce jour, et reconnaît la suffisance par les présentes), plus toutes taxes applicables; ou
- 6.1.2** des versements annuels ou périodiques, de montants égaux ou différents, échelonnés sur une période donnée tel qu'il est énoncé à l'Annexe « **B** » des présentes.
- 6.2** En vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada) (L.R.C. 1985, c, N-7), en sa version modifiée, ou de toute autre loi adoptée à sa place (la « **Loi** »), le Propriétaire a le choix d'exiger que l'indemnité pour les droits de servitudes conférés par les présentes soit payée en une somme forfaitaire ou en versements annuels ou périodiques de montants égaux ou différents, échelonnés sur une période donnée. Le Propriétaire a choisi la méthode d'indemnité mentionnée ci-dessus au paragraphe ● [NOTE : Il faut confirmer le choix du Propriétaire - 6.1.1 ou 6.1.2].
- 6.3** Si le Propriétaire choisit la méthode de versements annuels ou autres versements périodiques conformément au paragraphe 6.1.2 ci-dessus, le montant de l'indemnité payable par la Société sera révisé tous les cinq (5) ans, et ces paiements seront effectués de la façon suivante :
- 6.3.1** Sous réserve des stipulations des paragraphes 6.3.2 ou 6.3.3, les versements annuels ou périodiques d'indemnité aux termes du paragraphe 6.1.2 des présentes, s'il y a lieu, doivent être faits au propriétaire inscrit du Chemin d'accès au moment de l'échéance du paiement.
- 6.3.2** En cas de changement de propriétaire de la totalité ou d'une partie du Chemin d'accès, la Société peut à son gré continuer de faire lesdits versements annuels ou périodiques au Propriétaire, jusqu'à trente (30) jours après avoir reçu un avis en bonne et due forme dudit changement.
- 6.3.3** En cas de changement de propriétaire du Chemin d'accès, l'avis mentionné au paragraphe 6.3.2 peut comprendre une disposition à l'égard de la façon dont les futurs versements annuels ou périodiques d'indemnité doivent être répartis parmi les propriétaires inscrits du Chemin d'accès. Si un tel avis n'est pas remis ou si une telle notification est faite mais que l'avis ne contient aucune disposition à cet égard, les dispositions des paragraphes 6.3.1 et 6.3.2 s'appliqueront, sauf qu'en outre, la Société peut à son gré faire lesdits versements conjointement à toutes les personnes

auxquelles il a droit de le faire conformément au présent paragraphe 6.3.

Aux fins du présent paragraphe 6.3, un « avis en bonne et due forme » consiste en (i) un avis écrit dudit changement de propriétaire, signé à la fois par le propriétaire inscrit précédent et le nouveau propriétaire inscrit, indiquant l'adresse du nouveau propriétaire inscrit, et accompagné (ii) d'un exemplaire notarié ou certifié du document enregistré qui donne effet audit changement de propriétaire.

7. UTILISATION DU CHEMIN D'ACCÈS PAR LE PROPRIÉTAIRE

7.1 Le Propriétaire a le droit d'utiliser le Chemin d'accès et d'en jouir, pour autant qu'une telle utilisation n'enfreigne pas les droits accordés à la Société aux termes des présentes. Malgré ce qui précède, le Propriétaire ne pourra, sans avoir préalablement obtenu le consentement écrit de la Société :

7.1.1 effectuer ou permettre que soient effectués sur, au-dessus ou au-dessous de toute partie du Chemin d'accès, des travaux en vue de creuser, de construire, de forer, d'installer ou d'ériger toute conduite, toute fosse, tout puits, toute fondation, tout édifice ou toute autre structure, installation ou amélioration, ni entreprendre ou permettre que soient entreprises des activités d'exploitation minière ou d'exploitation de carrière, de nivellement, d'aménagement paysager, de même que d'autres travaux ou activités analogues, sur ou dans le Chemin d'accès ou au-dessous du Chemin d'accès;

7.1.2 modifier le niveau du Chemin d'accès;

7.1.3 entreposer des véhicules, de l'équipement ou d'autres matériaux sur le Chemin d'accès;

7.1.4 prendre toute mesure qui bloque, restreint ou limite l'exercice par la Société de toute servitude accordée aux termes des présentes ou qui endommage de quelque manière que ce soit la voie d'accès située sur le Chemin d'accès (auquel cas, le Propriétaire doit réparer les dommages à la satisfaction de la Société, agissant raisonnablement, aux seuls frais du Propriétaire), dans chaque cas, lorsqu'une telle mesure limite de façon importante et défavorable l'utilisation et la jouissance, par la Société, du Chemin d'accès ou du Fonds Dominant;

7.1.5 prendre toute mesure qui restreint ou limite l'exercice par la Société de l'un ou l'autre de ses droits prévus par les présentes ou par les lois.

Dans chaque cas, lorsque les éléments précités affectaient ou limitaient de manière défavorable et importante l'utilisation et la jouissance par la Société du Chemin d'accès ou du Fonds Dominant.

8. RÉSILIATION

8.1 La Société peut résilier en tout temps le présent acte en remettant un avis écrit au Propriétaire et, pour autant qu'elle ait rempli les obligations de remise en état du Chemin d'accès qui lui incombent aux termes des présentes, elle sera libérée de toutes obligations à partir de la date de résiliation, à l'exception de celles existantes avant la date de résiliation. La Société doit préparer et signer, à ses propres frais, les documents nécessaires pour donner effet à l'annulation du présent acte et prendre les dispositions requises pour que ces documents soient enregistrés au Bureau de la publicité foncière approprié.

8.2 Au moment de l'abandon du Chemin d'accès et de la résiliation de tous les droits accordés par les présentes, la Société doit remettre en état le Chemin d'accès et la remettre en état conformément à la législation, la réglementation et les directives gouvernementales alors applicables.

9. DOMMAGES

9.1 La Société indemnise le Propriétaire à l'égard de tout dommage subi en raison des activités de la Société, y compris tout dommage causé à un système de drainage, aux récoltes, aux pâturages, au bois de coupe, aux arbres, aux haies, aux produits agricoles, aux puits d'eau, aux puits artésiens, au bétail, aux édifices, aux clôtures, aux ponceaux, aux ponts, aux voies de passage ou aux améliorations ou équipements de l'Immeuble.

10. INDEMNISATION

10.1 La Société indemnise le Propriétaire à l'égard de tous les dommages, toutes les responsabilités, réclamations, poursuites et actions en justice découlant des activités de la Société, sauf pour ce qui est des dommages, responsabilités, réclamations, poursuites et actions en justice découlant de la faute lourde ou intentionnelle du Propriétaire.

11. DÉCLARATIONS DU PROPRIÉTAIRE

Le Propriétaire déclare par les présentes ce qui suit :

11.1 Le Propriétaire est le propriétaire inscrit et véritable unique de l'Immeuble et du Chemin d'accès, et l'Immeuble et le Chemin d'accès sont libres de toutes priorités, de toutes hypothèques, de toutes charges, de toutes servitudes, de tous baux et de toutes obligations de quelque nature que ce soit, sauf ce qui suit :

- 11.2** Le Propriétaire n'a posé aucun geste en vue de la création de toute priorité, de toute hypothèque, de toute charge, de toute servitude, de tout bail et de toute obligation de quelque nature que ce soit, ni aucun geste ayant pour résultat ce qui précède, sauf en ce qui concerne les éléments déclarés ci-dessus;
- 11.3** **[Le Propriétaire déclare être marié à _____, sous le régime de _____. Il déclare également qu'il s'agit de son premier mariage et que son état civil et son régime matrimonial n'ont été et ne sont l'objet d'aucun changement.]**
- 11.4** Le Propriétaire n'est pas un non-résident du Canada au sens de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada), et si son statut pour les besoins de l'impôt sur le revenu venait à changer, le Propriétaire en avisera la Société par écrit dans les meilleurs délais.
- 11.5** Le Propriétaire déclare que l'Immeuble faisant l'objet du présent acte ne constitue pas un « immeuble d'habitation », au sens de la *Loi sur la taxe d'accise*, L.R.C. 1985, ch. E-15, en sa version modifiée et de la *Loi sur la taxe de vente du Québec*, R.L.R.Q., c. T-0.1, en sa version modifiée.

12. AVIS

- 12.1** Tous les avis ou les paiements devant ou pouvant être remis aux termes des présentes doivent être transmis par écrit et peuvent être remis ou versés en personne, en envoyant par courrier recommandé l'avis ou le paiement ou en télécopiant l'avis au destinataire pertinent. En cas de mise à la poste, l'avis est réputé remis au destinataire et reçu par celui-ci sept (7) jours (exclusion faite des samedis, des dimanches et des jours fériés dans la province de Québec) suivant sa mise à la poste.
- 12.2** À moins d'un changement d'adresse transmis aux autres parties par avis, les adresses des parties sont les suivantes :

La Société :

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
450 - 1st Street
P.O. Box 1000, Station "M"
Calgary (Alberta) T2P 4K5

À l'attention de : *Land Department*

No. de télécopieur :

et, pour le Propriétaire, à :

No. de télécopieur :

- 12.3** Le Propriétaire reconnaît avoir reçu, avant la conclusion du présent acte et conformément à l'article 87 de la Loi, un avis contenant, ou accompagné de pièces contenant :
- 12.3.1** la description de la partie de l'Immeuble dont la Société a besoin pour une section ou une partie du pipeline;
 - 12.3.2** les détails de l'indemnité que la Société offre pour ces terrains;
 - 12.3.3** un état détaillé, préparé par la Société, quant à la valeur des terrains pour lesquels une indemnité a été offerte;
 - 12.3.4** un exposé des formalités destinées à faire approuver le tracé détaillé du pipeline de la Société;
 - 12.3.5** un exposé de la procédure de négociation et d'arbitrage prévue à la partie V de la Loi à défaut d'entente entre le Propriétaire et la Société sur quelque question concernant l'indemnité à payer.

13. GÉNÉRALITÉS

- 13.1** Advenant que toute modalité du présent acte soit invalide en vertu d'une loi applicable ou soit déclarée invalide ou inopposable par un tribunal compétent, cette modalité est réputée retranchée du présent acte, étant entendu que toutes les autres modalités de l'acte demeurent pleinement en vigueur et continuent de produire leurs effets.
- 13.2** S'il semble que, à la date des présentes, le Propriétaire n'est pas le propriétaire unique de l'Immeuble, le présent acte lie malgré tout le Propriétaire dans toute la mesure de sa participation dans l'Immeuble, et s'il acquiert ultérieurement une autre participation dans l'Immeuble, ou la propriété complète de l'Immeuble, le présent acte s'applique de même à toute participation acquise ultérieurement.
- 13.3** La Société peut céder le présent acte en totalité ou en partie, et une telle cession vise la totalité ou toute partie des droits accordés, transférés et cédés aux termes des présentes.
- 13.4** Chaque fois que le singulier ou le masculin est utilisé, il doit être interprété comme si le pluriel ou le féminin, selon le cas, avait été utilisé, lorsque le contexte, ou une partie ou les parties aux présentes, l'exigent, et le présent acte sera interprété comme si les modifications grammaticales et terminologiques nécessaires à cet effet avaient été effectuées.
- 13.5** Le Propriétaire signera à l'occasion d'autres documents attestant les droits conférés par les présentes, selon ce qu'exige la Société. Sans limiter la portée générale de ce qui précède, le Propriétaire

convient par les présentes de signer et de remettre, à l'occasion, tous les autres documents, instruments et ententes, et de prendre toutes les autres mesures et actions, jugés raisonnablement nécessaires pour donner pleinement effet aux modalités des présentes et pour dûment publier les droits de la Société dans le Chemin d'accès aux termes des présentes.

13.6 Le présent acte énonce l'entente et l'accord complets intervenus entre les parties à l'égard de l'objet qui y est précisé, et le Propriétaire reconnaît qu'aucune déclaration autre que celles contenues aux présentes n'a d'incidence sur le présent acte.

14. [INTERVENTION DE L'ÉPOUX / ÉPOUSE

Aux présentes intervient _____, (ci-après l'« Intervenant ») lequel Intervenant reconnaît avoir pris connaissance des servitudes octroyées par les présentes et apporte son concours et consent à toutes les modalités et conditions contenues aux présentes, à toute fin que de droit.]

[La page de signatures suit.]

**LES PARTIES ONT SIGNÉ ET EXÉCUTÉ LE PRÉSENT ACTE COMME
SUIT :**

SIGNÉ par le Propriétaire à _____, province de
Québec, le _____ (____) jour de _____ deux mille
_____ (20____) :

Par : _____
<□>

Par : _____
<□>

DÉCLARATION D'ATTESTATION

Concernant un acte de servitude intervenu entre la _____ (le
« **Propriétaire** ») et **GAZODUC TRANS QUÉBEC & MARITIMES INC.** (la
« **Société** ») et signé par le Propriétaire à _____,
province de Québec, le _____ (____) jour de
_____ deux mille _____ (20____) et par la
Société à Calgary, province d'Alberta, le _____ (____) jour de
_____ deux mille _____ (20____)

Je, soussigné(e), _____, _____,
atteste que :

1. J'ai vérifié l'identité, la qualité et la capacité du Propriétaire;
2. Le présent acte traduit la volonté exprimée par le Propriétaire; et
3. Le présent acte est valide quant à sa forme.

ATTESTÉ à _____, province de Québec, le
_____ (____) jour de _____ deux mille
_____ (20____).

Nom : _____

Qualité : _____

Domicile : _____

Me <□>

SIGNÉ par la Société à _____, province d'Alberta, le
_____ (____) jour de _____
deux mille _____ (20____).

**GAZODUC TRANS QUÉBEC &
MARITIMES INC.**

Par : _____
<□>

Par : _____
<□>

DÉCLARATION D'ATTESTATION

Concernant un acte de servitude intervenu entre _____ (le
« **Propriétaire** ») et **GAZODUC TRANS QUÉBEC & MARITIMES INC.** (la
« **Société** ») et signé par le Propriétaire à _____,
province de Québec, le _____ (____) jour de
_____ deux mille _____ (20____) et par la
Société à Calgary, province d'Alberta, le _____ (____) jour de
_____ deux mille _____ (20____)

Je, soussigné(e), _____, _____,
atteste que :

1. J'ai vérifié l'identité, la qualité et la capacité de la Société;
2. Le présent acte traduit la volonté exprimée par la Société; et
3. Le présent acte est valide quant à sa forme.

ATTESTÉ à _____, province
_____, le _____ (____) jour
de _____ deux mille _____ (20____).

Nom : _____

Qualité : _____

Domicile : _____

Me <•>

ANNEXE A
DESCRIPTION TECHNIQUE
ET PLAN DU CHEMIN D'ACCÈS

ANNEXE B

MODALITÉS DE PAIEMENT

(a) Versements annuels

_____ dollars
(_____ \$) plus les taxes (TPS et TVQ) applicables en date
du _____ 201____ puis la somme de
_____ dollars (_____ \$) plus les taxes (TPS et TVQ) applicables
en date du _____ de chaque année
pour une période de _____ ans.

(b) Versements périodiques

_____ dollars
(_____ \$) plus les taxes (TPS et TVQ) applicables en date
du _____ 201____;

(i) puis la somme de _____
_____ dollars (_____ \$) plus les taxes (TPS et TVQ)
applicables en date du _____ 201____;

(ii) puis la somme de _____
_____ dollars (_____ \$) plus les taxes (TPS et TVQ)
applicables en date du _____ 201____;

(iii) puis la somme de _____
_____ dollars (_____ \$) plus les taxes (TPS et TVQ)
applicables en date du _____ 201____.

Annexe 11-6

Modèle d'espace de travail temporaire

ENTENTE POUR ESPACE DE TRAVAIL TEMPORAIRE

La présente entente pour espace de travail temporaire est datée du _____ 20____

ENTRE :

(le « **Propriétaire** »)

- et -

GAZODUC TRANS QUÉBEC & MARITIMES INC.

(la « **Société** »)

A. Le Propriétaire est le propriétaire inscrit et véritable de la propriété située dans la municipalité de _____, province de Québec et dont la désignation légale se trouve ci-dessous :

L'immeuble connu et désigné comme étant le lot numéro _____ (_____) du cadastre du Québec, circonscription foncière de _____.

OU

Un immeuble connu et désigné comme étant une partie du lot originaire numéro _____ (Ptie _____) [ou comme étant une partie du lot numéro _____ de la subdivision officielle du lot originaire numéro _____ (Ptie _____)] du cadastre officiel de _____, circonscription foncière de _____, le tout tel qu'il est décrit en détail ci-après :

_____ ,

sous réserve des charges et des intérêts existants en date des présentes et énoncés à l'Annexe A (les « **Terrains** »).

B. La Société souhaite acquérir auprès du Propriétaire le droit d'utiliser une partie des Terrains comme espace de travail (l'« **Espace de travail** »), pour les fins de **[la construction ou de l'entretien d'un pipeline et d'installations connexes]** (les « **Installations de pipeline** »), tel qu'illustré dans le ou les plans joints aux présentes à l'Annexe B.

Les parties conviennent de ce qui suit :

1. Le Propriétaire accorde par les présentes à la Société et à ses administrateurs, dirigeants, mandataires, employés, entrepreneurs, sous-traitants et invités, le droit de dégager l'Espace de travail, d'y pénétrer et de l'utiliser avec des véhicules, des matériaux, de la machinerie et de l'équipement, à compter du début des travaux de construction des Installations de pipeline, et ce, jusqu'à deux (2) ans après l'achèvement de la construction des Installations de pipeline, pour toutes fins utiles ou pratiques relativement à la construction des Installations de pipeline. L'achèvement de la construction est réputé correspondre au moment où les sols ont été remis en état sur les lieux des Installations de pipeline et de l'Espace de travail et où l'ensemencement a été complété sur ces lieux.
2. La Société verse au Propriétaire la somme de _____dollars (_____\$) plus toute taxe sur les produits et services applicable, en retour des droits accordés aux présentes.

3. Le Propriétaire est dûment inscrit en vertu des dispositions pertinentes de la *Loi sur la taxe d'accise*, L.R.C. 1985, ch. E-15, et la *Loi sur la taxe de vente du Québec*, R.L.R.Q., c. T-0.1, et que ses numéros d'inscription sont les suivants : (TPS) : _____ et (TVQ) : _____.
4. La Société indemnise le Propriétaire à l'égard de tous les dommages causés par la Société et directement attribuables à l'utilisation par la Société de l'Espace de travail. Dès qu'il est raisonnablement possible de le faire, la Société remettra la surface de l'Espace de travail dans un état aussi semblable à celui de l'environnement avoisinant et consistant à l'utilisation courante des Terrains qu'il est raisonnable et possible de faire.
5. La Société peut, à tout moment et pour quelque raison que ce soit, à son gré sur remise d'un avis écrit au Propriétaire, mettre fin à la présente entente. Sur remise d'un tel avis, et pourvu que la Société ait remis en état l'Espace de travail conformément aux exigences des présentes, s'il y a lieu, la présente entente devient nulle et sans effet, et la Société est dégagée de toutes ses obligations aux termes des présentes, sauf les obligations cumulées avant la date de la résiliation.
6. Tous les avis ou les paiements devant ou pouvant être remis aux termes des présentes doivent être transmis par écrit et peuvent être remis ou versés en personne ou en postant l'avis ou le paiement au destinataire pertinent. En cas de mise à la poste, l'avis est réputé remis au destinataire et reçu par celui-ci sept (7) jours (exclusion faite des samedis, des dimanches et des jours fériés dans la province de Québec) suivant sa mise à la poste.
7. À moins d'un changement d'adresse transmis aux autres parties par avis, les adresses des parties sont les suivantes :

Propriétaire : _____ _____ _____ À l'attention de : _____	Société : Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. 450 - 1st Street S.W. P.O. Box 1000, Postal Station M Calgary (AB) T2P 4K5 À l'attention de : Land Department
--	--
8. La présente entente ne constitue pas un droit de propriété ou un intérêt dans la propriété.
9. Advenant que toute clause de la présente entente soit invalide en vertu d'une loi applicable ou soit déclarée inopposable par un tribunal compétent, cette clause est réputée retranchée de la présente entente, étant entendu que toutes les autres clauses de l'entente demeurent pleinement en vigueur et continuent de produire leurs effets.
10. La présente entente s'applique au bénéfice des parties aux présentes et de leurs héritiers, exécuteurs, administrateurs, légataires, successeurs et ayants droits respectifs, et elle a force obligatoire sur ceux-ci.
11. Les parties aux présentes conviennent de signer, effectuer et exécuter, dans la mesure nécessaire et sans frais ni condition autre que le paiement des débours raisonnables, tout autre instrument, plan, document, acte ou mesure, et de poser tout geste, raisonnablement demandé par l'autre partie afin de réaliser l'objet des présentes.
12. La présente entente constitue l'entente et l'accord complets intervenus entre les parties à l'égard de l'objet qui y est précisé, et le Propriétaire reconnaît qu'aucune déclaration, garantie, entente, modalité ou condition autre que celles contenues aux présentes n'a d'incidence sur la présente entente.
13. La présente entente est régie par les lois de la province de Québec et les lois fédérales du Canada qui s'y appliquent et s'interprète en conséquence.

Signatures à la page suivante

Les parties signent la présente entente et conviennent qu'elle prend effet à la date indiquée à la première page des présentes.

Nom :

OU _____

Par : _____

Nom en caractères d'imprimerie :

Titre :

Par : _____

Nom en caractères d'imprimerie :

Titre :

J'ai (Nous avons) le pouvoir de lier la société

**GAZODUC TRANS QUÉBEC & MARITIMES
INC.**

Par :

Par :

J'ai (Nous avons) le pouvoir de lier la société

ANNEXE A
CHARGES

ANNEXE B

[INSÉRER UN OU DES PLANS DE L'ESPACE DE TRAVAIL]

ANNEXE C

RÉSOLUTION [Si le propriétaire est une société]

Annexe 11-7

Interactions avec les propriétaires fonciers - Nos lignes directrices



Photo by Kyle Marquardt

Working with Landowners

At TransCanada, we are committed to building and maintaining positive relationships with landowners. We are proud of the relationships we've built with thousands of landowners across North America and we believe that these relationships are critical to our success. Our approach to engagement with people and groups who may be affected by our activities is rooted in our core values of Safety, Integrity, Responsibility and Collaboration.



Working with Landowners – Our Guiding Principles

All employees, contractors, agents and representatives are our ambassadors. Each of them is responsible for building and maintaining positive relationships with landowners and abiding by these principles throughout the life of our assets:

Respectful and Trustworthy

We recognize the importance and value of developing and maintaining relationships with landowners that are based on respect and trust. We seek to understand, document and resolve landowner concerns through collaborative and mutually beneficial means.

Honest

We engage landowners early and often. Engaging means listening, providing accurate information and responding to questions in a prompt and consistent manner. We use honest and transparent business practices to build strong relationships.

Fair

Our goal is to develop mutually beneficial relationships that are fair and reasonable, balancing landowner concerns and perspectives with business needs.

Accountable

We fulfill our commitments and take ownership for our actions. We carry out our business activities in compliance with our corporate policies and applicable laws and regulations.

Professional

We conduct ourselves in a professional and courteous manner, remaining open and frank and taking concerns seriously.

Responsible for Protection of Private Information

We recognize that land records are an important asset that must be carefully managed. We use best practices with respect to records management and the protection of private information.

Annexe 11-8

Modèle de lettre de présentation à l'intention des propriétaires de terrains sur lesquels le projet passera (octobre 2018)



Montréal, le XX octobre 2018

Madame ABC
Titre DEF
Direction GHI
Ministère JKL
Ligne Adresse 1
Ligne Adresse 1
Ville (Québec) Code postal

Objet : Projet de renforcement du réseau de Gazoduc TQM – Acquisition de la conduite d'Énergir

Lot : Inscrire # lot

Bonjour,

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM) est une filiale à parts égales de deux entreprises canadiennes de l'industrie du gaz naturel : Société de gestion Gaz Métro inc., une filiale à part entière d'Énergir, s.e.c., et TransCanada PipeLines Limited. Depuis 1991, Gazoduc TQM contribue à répondre à plus de la moitié des besoins en gaz naturel du Québec. Ses activités sont réglementées par l'Office national de l'énergie (ONÉ).

Dans le cadre du projet de renforcement de son réseau, Gazoduc TQM procédera au cours des prochaines années à des travaux de mise à niveau et d'ajouts d'équipements sur son réseau afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel des régions de la Montérégie et de l'Estrie.

Ce projet prévoit également que Gazoduc TQM se porte acquéreur d'une conduite de 63 km située entre la Municipalité du Canton de Shefford et la Municipalité de Sainte-Anne-de-Sabrevois, du poste de livraison qui s'y trouve ainsi que de certaines infrastructures connexes. Cette conduite est actuellement la propriété d'Énergir, s.e.c. et fait l'objet d'une servitude sur votre propriété.

Ce transfert de propriété fera l'objet d'une demande à l'ONÉ qui sera déposée au début de l'année 2019.

Gazoduc TQM a à cœur d'entretenir des liens harmonieux avec ses parties prenantes. Nous vous invitons à prendre connaissance de la documentation ci-jointe qui comprend notamment une description détaillée du projet de renforcement ainsi que des informations supplémentaires sur le processus de consultation, les considérations environnementales et la sécurité des installations.

Veillez également consulter la brochure de l'ONÉ que nous avons jointe à la présente lettre qui vous informe sur le processus réglementaire applicable au projet de renforcement du réseau de Gazoduc TQM. Vous y trouverez les coordonnées de l'ONÉ.

Nous continuerons à vous informer des prochaines étapes réglementaires et de possibles modifications au projet. Pour toute question, commentaire ou demande d'informations additionnelles, vous pouvez joindre l'équipe de relations avec les communautés par téléphone au 1-855-933-0939 ou par courriel à communications@gazoductqm.com. Il nous fait toujours plaisir de répondre dans les meilleurs délais aux questionnements que peuvent avoir nos parties prenantes ainsi que d'entretenir des échanges continus avec les communautés au sein desquelles nous œuvrons. Nous vous saurions gré de communiquer ces informations avec le ou les locataire(s) de votre propriété (le lot est indiqué dans l'objet de la lettre), le cas échéant.

En vous assurant de notre détermination à engager avec vous un dialogue constructif, nous vous prions d'agréer, **Madame ABC**, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

Scott Reid
Directeur de projet
Gazoduc TQM

Ronald Haddad
Directeur de projet
Énergir, s.e.c.

Pièces jointes :

- Feuillet d'information sur le projet – Novembre 2018
- Dépliant de l'ONÉ : Renseignements utiles à l'égard de projets de pipeline ou de ligne de transport d'électricité qui nécessitent une audience
- Dépliant de l'ONÉ : Vivre et travailler à proximité d'un pipeline

Annexe 11-9

Modèle de lettre de présentation à l'intention des propriétaires fonciers situés dans la zone de 30 m (octobre 2018)



Montréal, le XX octobre 2018

Madame ABC
Titre DEF
Direction GHI
Ministère JKL
Ligne Adresse 1
Ligne Adresse 1
Ville (Québec) Code postal

Objet : Projet de renforcement du réseau de Gazoduc TQM – Acquisition de la conduite d'Énergir

Lot # :

Bonjour,

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM) est une filiale à parts égales de deux entreprises canadiennes de l'industrie du gaz naturel : Société de gestion Gaz Métro inc., une filiale à part entière d'Énergir, s.e.c., et TransCanada PipeLines Limited. Depuis 1991, Gazoduc TQM contribue à répondre à plus de la moitié des besoins en gaz naturel du Québec. Ses activités sont réglementées par l'Office national de l'énergie (ONÉ).

Dans le cadre du projet de renforcement de son réseau, Gazoduc TQM procédera au cours des prochaines années à des travaux de mise à niveau et d'ajouts d'équipements sur son réseau afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel des régions de la Montérégie et de l'Estrie.

Ce projet prévoit également que Gazoduc TQM se porte acquéreur d'une conduite de 63 km située entre la Municipalité du Canton de Shefford et la Municipalité de Sainte-Anne-de-Sabrevois, du poste de livraison qui s'y trouve ainsi que de certaines infrastructures connexes. Cette conduite est actuellement la propriété d'Énergir, s.e.c. et est située à un maximum de 30 mètres de votre limite de propriété.

Ce transfert de propriété fera l'objet d'une demande à l'ONÉ qui sera déposée au début de l'année 2019. Si l'acquisition de la conduite d'Énergir par Gazoduc TQM est acceptée par l'ONÉ, cela signifie qu'une certaine portion du lot inscrit dans l'objet de la présente lettre ferait désormais partie d'une zone réglementaire (voir le dépliant *Vivre et travailler à proximité d'un pipeline* joint à la présente lettre). La zone réglementaire, aussi appelée périmètre de sécurité, s'étend à 30 mètres (100 pieds) de part et d'autre de l'axe central de la conduite. Par exemple, avant d'effectuer des activités qui occasionneraient un

remuement du sol à l'intérieur de cette zone, il faudrait obtenir le consentement écrit de Gazoduc TQM pour des considérations sécuritaires.

Gazoduc TQM a à cœur d'entretenir des liens harmonieux avec ses parties prenantes. Nous vous invitons à prendre connaissance de la documentation ci-jointe qui comprend notamment une description détaillée du projet de renforcement ainsi que des informations supplémentaires sur le processus de consultation, les considérations environnementales et la sécurité des installations. Aucune action de votre part n'est nécessaire à ce stade-ci, nous souhaitons simplement vous informer de ce projet. Nous continuerons à vous informer des prochaines étapes réglementaires et de possibles modifications au projet. Nous vous saurions gré de communiquer ces informations avec le ou les locataire(s) de votre propriété (le lot est indiqué dans l'objet de la lettre), le cas échéant.

Nous vous invitons à consulter la brochure de l'ONÉ que nous avons jointe à la présente lettre qui vous informe sur le processus réglementaire applicable au projet de renforcement du réseau de Gazoduc TQM. Vous y trouverez également les coordonnées de l'ONÉ.

Pour toute question, commentaire ou demande d'informations additionnelles, vous pouvez joindre l'équipe de relations avec les communautés par téléphone au 1-855-933-0939 ou par courriel à communications@gazoductqm.com. Il nous fait toujours plaisir de répondre dans les meilleurs délais aux questionnements que peuvent avoir nos parties prenantes ainsi que d'entretenir des échanges continus avec les communautés au sein desquelles nous œuvrons.

En vous assurant de notre détermination à engager avec vous un dialogue constructif, nous vous prions d'agréer, **Madame ABC**, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

Scott Reid
Directeur de projet
Gazoduc TQM

Ronald Haddad
Directeur de projet
Énergir, s.e.c.

Pièces jointes :

- Feuillet d'information sur le Projet – Novembre 2018
- Dépliant de l'ONÉ : Renseignements utiles à l'égard de projets de pipeline ou de ligne de transport d'électricité qui nécessitent une audience
- Dépliant de l'ONÉ : Vivre et travailler à proximité d'un pipeline

Annexe 11-10

**Modèle de lettre de mise à jour à l'intention des
propriétaires de terrains sur lesquels le projet passera
(août 2019)**



Montréal, le 1^{er} août 2019

Madame ABC
Titre DEF
Direction GHI
Ministère JKL
Ligne Adresse 1
Ligne Adresse 1
Ville (Québec) Code postal

Objet : MISE À JOUR - Projet de renforcement du réseau de Gazoduc TQM – Acquisition de la conduite d'Énergir

Bonjour,

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM) est une filiale à parts égales de deux entreprises canadiennes de l'industrie du gaz naturel : Société de gestion Gaz Métro inc., une filiale à part entière d'Énergir, s.e.c., et de TransCanada PipeLines Limited (une filiale de TC Énergie). Depuis 1991, Gazoduc TQM contribue à répondre à plus de la moitié des besoins en gaz naturel du Québec. Ses activités sont réglementées par l'Office national de l'énergie (ONÉ).

Mise à jour sur le projet

Dans le cadre du projet de renforcement de son réseau, Gazoduc TQM procédera au cours des prochaines années à des travaux de mise à niveau et d'ajouts d'équipements afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel des régions de la Montérégie et de l'Estrie. Vous aviez reçu une lettre en décembre 2018 vous informant aussi que Gazoduc TQM allait se porter acquéreur d'une conduite de 63 km située entre la Municipalité du Canton de Shefford et la Municipalité de Sainte-Anne-de-Sabrevois, du poste de livraison qui s'y trouve ainsi que de certaines infrastructures connexes. Cette conduite est actuellement la propriété d'Énergir, s.e.c. et fait l'objet de servitudes situées sur votre territoire.

Ce transfert de propriété fera l'objet d'une demande à l'ONÉ qui devrait être déposée à l'automne 2019. La brochure de l'ONÉ que nous avons jointe à la présente lettre vous informe sur le processus réglementaire applicable au projet de renforcement du réseau de Gazoduc TQM.

Nous vous invitons à prendre connaissance de la documentation ci-jointe qui comprend notamment une description détaillée du projet de renforcement, de la nouvelle localisation de la station de compression ainsi que des informations supplémentaires sur le processus de consultation, les considérations environnementales et la sécurité des installations.

Relations avec les parties prenantes

L'approche de TQM en matière de collaboration avec les intervenants, les propriétaires fonciers et les groupes autochtones vise à comprendre les préoccupations et à régler les potentiels enjeux exprimés relativement à nos projets ou à nos activités. Nous consultons tôt et nous invitons nos parties prenantes à nous envoyer leurs commentaires. Nous continuerons de répondre aux préoccupations tout au long du processus réglementaire et des opérations.

La méthode privilégiée par TQM pour répondre aux préoccupations des intervenants, des propriétaires fonciers et des groupes autochtones consiste à mener une discussion directe et respectueuse. Les problèmes reçus ou identifiés dans le cadre d'un engagement continu font systématiquement l'objet d'un suivi afin de favoriser leur résolution. Si la résolution par cette approche n'est pas réalisable, les parties peuvent envisager d'utiliser le processus de résolution des conflits, un processus de collaboration organisé par l'ONÉ.

Communications futures

Nous continuerons à vous informer des prochaines étapes réglementaires et de possibles modifications au projet.

Pour toute question, commentaire ou demande d'informations additionnelles, vous pouvez joindre l'équipe de relations avec les communautés par téléphone au 1-855-933-0939 ou par courriel à communications@gazoductqm.com. Il nous fait toujours plaisir de répondre dans les meilleurs délais aux questionnements que peuvent avoir nos parties prenantes ainsi que d'entretenir des échanges continus avec les communautés au sein desquelles nous œuvrons.

En vous assurant de notre détermination à engager avec vous un dialogue constructif, nous vous prions d'agréer, **Madame ABC**, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

Scott Reid
Directeur de projet
Gazoduc TQM

Ronald Haddad
Directeur de projet
Énergir, s.e.c.

Pièces jointes :

- Feuillet d'information sur le projet – Juillet 2019

- Dépliant de l'ONÉ : Renseignements utiles à l'égard de projets de pipeline ou de ligne de transport d'électricité qui nécessitent une audience
- Dépliant de l'ONÉ : Vivre et travailler à proximité d'un pipeline

Annexe 11-11

Modèle de lettre de présentation à l'intention des propriétaires fonciers situés dans la zone de 30 m (juillet 2019)



Montréal, le 15 juillet 2019

Madame ABC
Titre DEF
Direction GHI
Ministère JKL
Ligne Adresse 1
Ligne Adresse 1
Ville (Québec) Code postal

**Objet : MISE À JOUR - Projet de renforcement du réseau de Gazoduc TQM –
Acquisition de la conduite d'Énergir**

Lot # :

Bonjour,

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM) est une filiale à parts égales de deux entreprises canadiennes de l'industrie du gaz naturel : Société de gestion Gaz Métro inc., une filiale à part entière d'Énergir, s.e.c., et de TransCanada PipeLines Limited (une filiale de TC Énergie). Depuis 1991, Gazoduc TQM contribue à répondre à plus de la moitié des besoins en gaz naturel du Québec. Ses activités sont réglementées par l'Office national de l'énergie (ONÉ).

Dans le cadre du projet de renforcement de son réseau, Gazoduc TQM procédera au cours des prochaines années à des travaux de mise à niveau et d'ajouts d'équipements afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel des régions de la Montérégie et de l'Estrie. Vous aviez reçu une lettre en décembre 2018 vous informant aussi que Gazoduc TQM allait se porter acquéreur d'une conduite de 63 km située entre la Municipalité du Canton de Shefford et la Municipalité de Sainte-Anne-de-Sabrevois, du poste de livraison qui s'y trouve ainsi que de certaines infrastructures connexes. Cette conduite est actuellement la propriété d'Énergir, s.e.c. et est située à un maximum de 30 mètres de votre limite de propriété.

Ce transfert de propriété fera l'objet d'une demande à l'ONÉ qui devrait être déposée à l'automne 2019. La brochure de l'ONÉ que nous avons jointe à la présente lettre vous informe sur le processus réglementaire applicable au projet de renforcement du réseau de Gazoduc TQM.

Nous vous invitons à prendre connaissance de la documentation ci-jointe qui comprend notamment une description détaillée du projet de renforcement, de la nouvelle localisation

de la station de compression ainsi que des informations supplémentaires sur le processus de consultation, les considérations environnementales et la sécurité des installations.

Si l'acquisition de la conduite d'Énergir par Gazoduc TQM est acceptée par l'ONÉ, cela signifie qu'une certaine portion du lot inscrit dans l'objet de la présente lettre ferait désormais partie d'une zone réglementaire (voir le dépliant *Vivre et travailler à proximité d'un pipeline* joint à la présente lettre). La zone réglementaire, aussi appelée périmètre de sécurité, s'étend à 30 mètres (100 pieds) de part et d'autre de l'axe central de la conduite. Par exemple, avant d'effectuer des activités qui occasionneraient un remuement du sol à l'intérieur de cette zone, il faudrait obtenir le consentement écrit de Gazoduc TQM pour des considérations sécuritaires.

Relations avec les parties prenantes

L'approche de TQM en matière de collaboration avec les intervenants, les propriétaires fonciers et les groupes autochtones vise à comprendre les préoccupations et à régler les potentiels enjeux exprimés relativement à nos projets ou à nos activités. Nous consultons tôt et nous invitons nos parties prenantes à nous envoyer leurs commentaires. Nous continuerons de répondre aux préoccupations tout au long du processus réglementaire et des opérations.

La méthode privilégiée par TQM pour répondre aux préoccupations des intervenants, des propriétaires fonciers et des groupes autochtones consiste à mener une discussion directe et respectueuse. Les problèmes reçus ou identifiés dans le cadre d'un engagement continu font systématiquement l'objet d'un suivi afin de favoriser leur résolution. Si la résolution par cette approche n'est pas réalisable, les parties peuvent envisager d'utiliser le processus de résolution des conflits, un processus de collaboration organisé par l'ONÉ.

Communications futures

Nous continuerons à vous informer des prochaines étapes réglementaires et de possibles modifications au projet. Nous vous saurions gré de communiquer ces informations avec le ou les locataire(s) de votre propriété (le lot est indiqué dans l'objet de la lettre), le cas échéant.

Pour toute question, commentaire ou demande d'informations additionnelles, vous pouvez joindre l'équipe de relations avec les communautés par téléphone au 1-855-933-0939 ou par courriel à communications@gazoductqm.com. Il nous fait toujours plaisir de répondre dans les meilleurs délais aux questionnements que peuvent avoir nos parties prenantes ainsi que d'entretenir des échanges continus avec les communautés au sein desquelles nous œuvrons.

En vous assurant de notre détermination à engager avec vous un dialogue constructif, nous vous prions d'agréer, **Madame ABC**, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

Scott Reid
Directeur de projet
Gazoduc TQM

Ronald Haddad
Directeur de projet
Énergir, s.e.c.

Pièces jointes :

- Feuillet d'information sur le projet – Juillet 2019
- Dépliant de l'ONÉ : Renseignements utiles à l'égard de projets de pipeline ou de ligne de transport d'électricité qui nécessitent une audience
- Dépliant de l'ONÉ : Vivre et travailler à proximité d'un pipeline

Annexe 12-1

Modèle de lettre de présentation à l'intention des municipalités (octobre 2018)



Montréal, le XX octobre 2018

Madame ABC
Titre DEF
Direction GHI
Ministère JKL
Ligne Adresse 1
Ligne Adresse 1
Ville (Québec) Code postal

Objet : Projet de renforcement du réseau de Gazoduc TQM – Acquisition de la conduite d'Énergir

Bonjour,

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM) est une filiale à parts égales de deux entreprises canadiennes de l'industrie du gaz naturel : Société de gestion Gaz Métro inc., une filiale à part entière d'Énergir, s.e.c., et TransCanada PipeLines Limited. Depuis 1991, Gazoduc TQM contribue à répondre à plus de la moitié des besoins en gaz naturel du Québec. Ses activités sont réglementées par l'Office national de l'énergie (ONÉ).

Dans le cadre du projet de renforcement de son réseau, Gazoduc TQM procédera au cours des prochaines années à des travaux de mise à niveau et d'ajouts d'équipements sur son réseau afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel des régions de la Montérégie et de l'Estrie.

Ce projet prévoit également que Gazoduc TQM se porte acquéreur d'une conduite de 63 km située entre la Municipalité du Canton de Shefford et la Municipalité de Sainte-Anne-de-Sabrevois, du poste de livraison qui s'y trouve ainsi que de certaines infrastructures connexes. Cette conduite est actuellement la propriété d'Énergir, s.e.c. et fait l'objet de servitudes situées sur votre territoire. Nous avons pris soin d'informer les différents propriétaires concernés et riverains de ce transfert de propriété d'Énergir vers Gazoduc TQM.

Ce transfert de propriété fera l'objet d'une demande à l'ONÉ qui sera déposée au début de l'année 2019.

Gazoduc TQM a à cœur d'entretenir des liens harmonieux avec ses parties prenantes. Nous vous invitons à prendre connaissance de la documentation ci-jointe qui comprend notamment une description détaillée du projet de renforcement ainsi que des informations

supplémentaires sur le processus de consultation, les considérations environnementales et la sécurité des installations. Aucune action de votre part n'est nécessaire à ce stade-ci, nous souhaitons simplement vous informer de ce projet. Nous continuerons à vous informer des prochaines étapes réglementaires et de possibles modifications au projet.

Nous vous invitons à consulter la brochure de l'ONÉ que nous avons jointe à la présente lettre qui vous informe sur le processus réglementaire applicable au projet de renforcement du réseau de Gazoduc TQM. Vous y trouverez également les coordonnées de l'ONÉ.

Pour toute question, commentaire ou demande d'informations additionnelles, vous pouvez joindre l'équipe de relations avec les communautés par téléphone au 1-855-933-0939 ou par courriel à communications@gazoductqm.com. Il nous fait toujours plaisir de répondre dans les meilleurs délais aux questionnements que peuvent avoir nos parties prenantes ainsi que d'entretenir des échanges continus avec les communautés au sein desquelles nous œuvrons.

En vous assurant de notre détermination à engager avec vous un dialogue constructif, nous vous prions d'agréer, **Madame ABC**, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

Scott Reid
Directeur de projet
Gazoduc TQM

Ronald Haddad
Directeur de projet
Énergir, s.e.c.

Pièces jointes :

- Feuillet d'information sur le Projet – Novembre 2018
- Dépliant de l'ONÉ : Renseignements utiles à l'égard de projets de pipeline ou de ligne de transport d'électricité qui nécessitent une audience
- Dépliant de l'ONÉ : Vivre et travailler à proximité d'un pipeline

Annexe 12-2

Modèle de lettre de présentation à l'intention des parties prenantes (janvier 2019)



Montréal, le 14 janvier 2019

Madame ABC
Titre DEF
Direction GHI
Ministère JKL
Ligne Adresse 1
Ligne Adresse 1
Ville (Québec) Code postal

Objet : Information - Projet de renforcement du réseau de Gazoduc TQM

Monsieur XXXX,

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM) est une filiale à parts égales de deux entreprises canadiennes de l'industrie du gaz naturel : Énergir, s.e.c. et TransCanada PipeLines Limited. Depuis 1991, Gazoduc TQM contribue à répondre à plus de la moitié des besoins en gaz naturel de la province et ses activités sont réglementées par l'Office national de l'énergie (ONÉ). Au cours des prochaines années, des travaux de mise à niveau et d'ajouts d'équipements sur son réseau seront nécessaires afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel des régions de la Montérégie et de l'Estrie.

Nous vous écrivons donc en lien avec des travaux à effectuer sur le réseau de Gazoduc TQM. Ces travaux comprennent la construction d'une nouvelle station de compression exploitée par Gazoduc TQM. L'ajout de cette station de compression fait partie intégrante du projet de renforcement de Gazoduc TQM. En plus de ces travaux, le projet prévoit également l'acquisition d'une conduite, par Gazoduc TQM, de 63 km entre Sabrevois et Shefford, actuellement détenue par Énergir ainsi que la construction d'un poste de livraison à Saint-Basile-le-Grand.

Nous souhaitons vous communiquer dès maintenant la teneur générale de ces travaux que nous envisageons. Le projet de renforcement sera soumis à l'approbation de l'ONÉ au début de l'année 2019. Comme c'est le cas en général lors de ses travaux d'aménagement et d'amélioration de son réseau, Énergir et ses filiales sont soucieuses d'être à l'écoute des parties prenantes qui pourraient être affectées par leurs projets. Sachant que vous pourriez avoir des questions ou pourriez être susceptibles de recevoir des questions de vos commettants par rapport à ce projet. Nous vous sollicitons ainsi pour obtenir vos commentaires ou vos questions au sujet de ce projet le cas échéant et ce, idéalement d'ici au 1^{er} février 2019.

Dans tous les cas, nous continuerons de vous tenir informés des développements dans le projet ainsi qu'au fil des différentes étapes réglementaires. Vous pouvez communiquer avec nous en tout temps par courriel à l'adresse suivante communications@gazoductqm.com ou par téléphone au 1 855 933-0939.

En vous assurant de notre détermination à engager avec vous un dialogue constructif, nous vous prions de recevoir, Monsieur le Directeur général, nos meilleures salutations.



Scott Reid
Gestionnaire de projet
Gazoduc TQM

Annexe 12-3
Modèle de présentation (septembre 2018)



Renforcement du réseau de Gazoduc TQM Montérégie et Estrie

13 septembre 2018

RENFORCEMENT DU RÉSEAU DE GAZODUC TQM MONTÉRÉGIE ET ESTRIE

- 1) Objectifs de la rencontre
- 2) Les entreprises responsables
- 3) Le gaz naturel
- 4) Mise en contexte et objectifs
- 5) Présentation des travaux
- 6) Échéancier
- 7) Période d'échanges



OBJECTIFS DE LA RENCONTRE

- Présenter les entreprises responsables du projet de renforcement du réseau de Gazoduc TQM
- Décrire sommairement la nature des travaux prévus
- Présenter l'échéancier prévu des travaux
- Échanger sur le projet



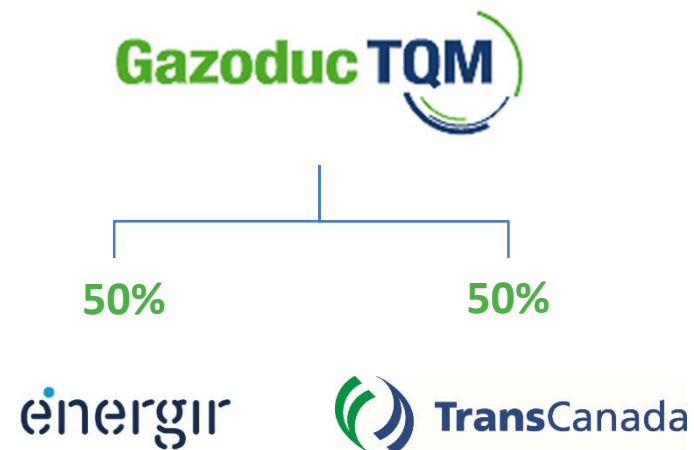
Les entreprises responsables

Renforcement du réseau de Gazoduc TQM
Montréal et Estrie


















Gazoduc TQM est une filiale à parts égales de deux grandes entreprises de l'industrie du gaz naturel: Énergir s.e.c. et TransCanada PipeLines Limited

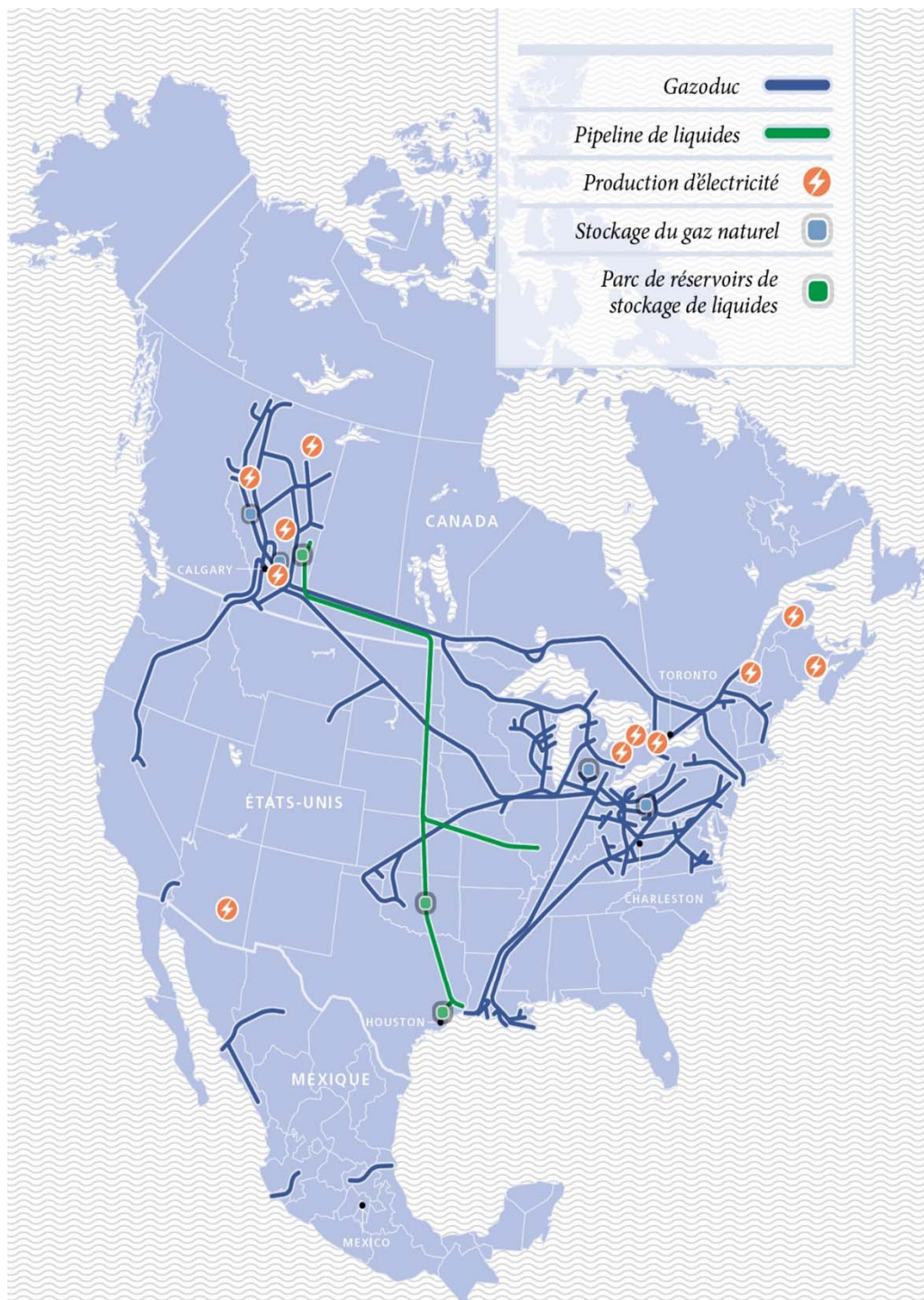
- Fondée en 1980, Gazoduc TQM exploite depuis 1982 un réseau de canalisations dédié au transport du gaz naturel.
- L'entreprise est réglementée par l'Office national de l'énergie en ce qui a trait à ses tarifs de transport et à ses installations.
- Elle transporte le gaz naturel vers 31 postes de livraison liés au réseau d'Énergir.
- Elle traverse le territoire de 75 municipalités et la propriété de près de 1 700 propriétaires cédants.



énergir

- Principal distributeur de gaz naturel au Québec
- Dessert plus de 300 municipalités et 205 000 clients au Québec
- Emploie 1 500 personnes
- Siège social à Montréal
- 9 bureaux d'affaires sur tout le territoire au Québec, dont un situé à Sherbrooke

Distribution d'énergie	Transport d'énergie	Production d'énergie	Services énergétiques, stockage et autres
 100 %  100 %  100 %	 50 %  38,3 %  100 %	 25,5 %  100 %  100 %	 100 %  100 %  100 %  58 %  100 %  ~ 40 % à 60 %



TransCanada Corporation

Un des plus importants réseaux de gazoducs d'Amérique du Nord

- Exploite 91 900 km (57 100 milles) de pipelines
- Transporte environ 25 pour cent de la demande sur le continent
- 653 milliards de pi³ de capacité de stockage du gaz

L'un des producteurs d'énergie du secteur privé les plus importants du Canada

- 11 installations de production d'énergie, environ 6 100 MW
- Gamme de produits diversifiée, incluant les énergies nucléaire, solaire et au gaz naturel

Important réseau d'oléoducs

- Pipelines de liquides : 4 900 km (3 000 milles)
- Oléoduc Keystone: Contrats de transport de 555 000 bpj
- A livré en toute sécurité plus de 1,6 milliard de barils de pétrole canadien sur les marchés américains depuis 2010

RÉSEAU GAZIER AU QUÉBEC





Le gaz naturel

Renforcement du réseau de Gazoduc TQM
Montérégie et Estrie

LE GAZ NATUREL

- Le gaz naturel est composé à **95 % de méthane** (CH₄);
 - Le méthane est produit dans la nature par les organismes vivants et la décomposition de substances organiques;
- Il est **plus léger que l'air** et se disperse dans l'atmosphère lorsqu'il est libéré;
- Il est naturellement inodore;
- Sur le réseau de distribution, on lui ajoute une substance odorante, le **mercaptan**, qui dégage une odeur s'apparentant à celle des œufs pourris, et qui permet de le détecter à des concentrations très faibles dans l'air (moins de 1 %);
- Le gaz naturel n'est ni toxique ni soluble dans l'eau;
- Il se présente principalement sous deux formes : **gazeuse** (comme c'est le cas sur le réseau de TQM) ou **liquéfiée**.

LE GAZ NATUREL (SUITE)

- Une énergie sécuritaire
 - Le gaz naturel est une source d'énergie sécuritaire utilisée partout dans le monde;
 - Il ne peut pas s'enflammer de lui-même à moins d'être porté à de très hautes températures (538 °C);
 - Il ne peut s'enflammer que s'il se retrouve dans une proportion de 5 à 15 % dans l'air et qu'il est en présence d'une étincelle ou d'une décharge d'électricité statique.



Mise en contexte et objectifs

Renforcement du réseau de Gazoduc TQM
Montréal et Estrie

MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS

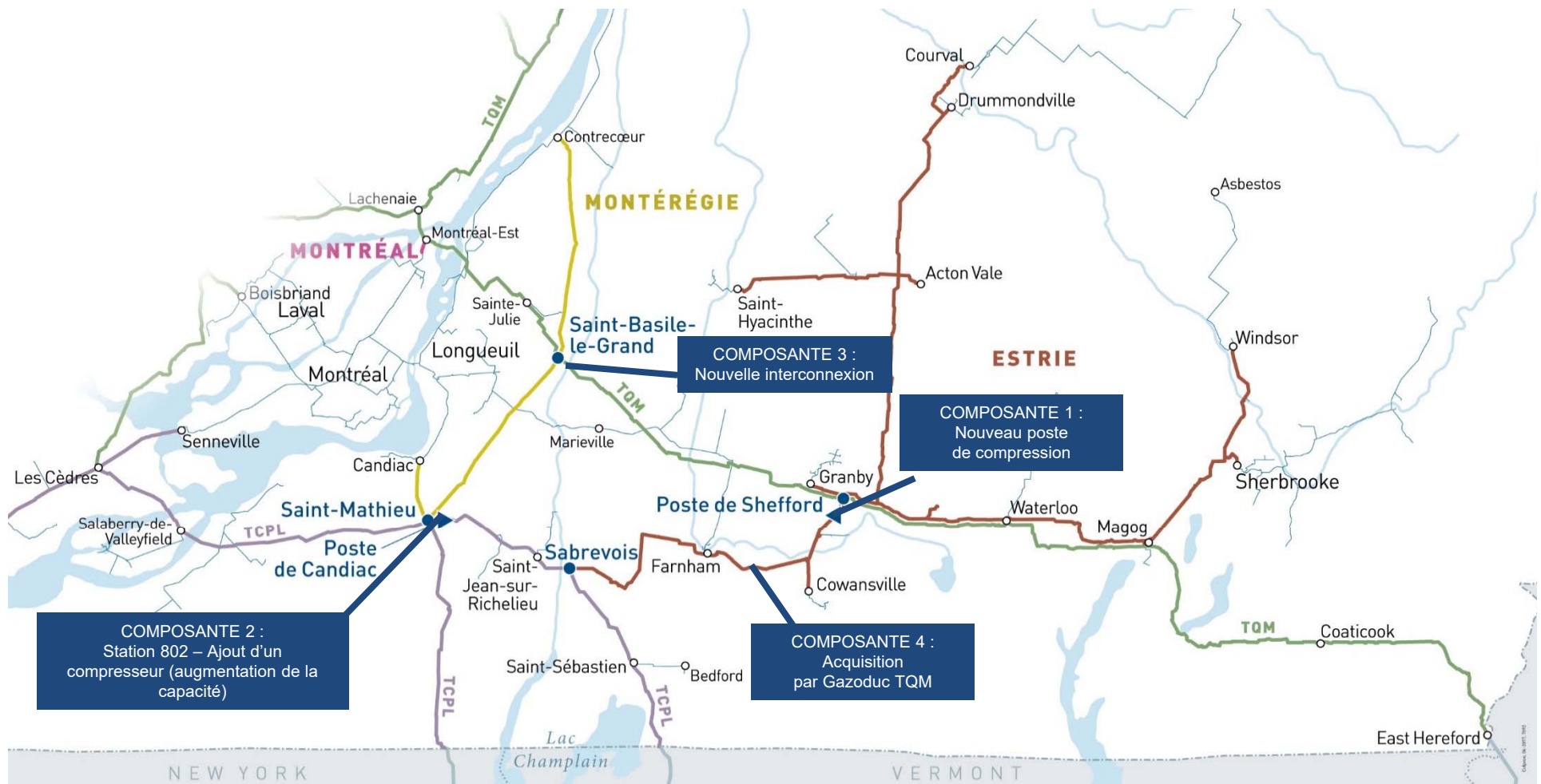
- Au cours des prochaines années, le réseau de transmission d'Énergir en Estrie et en Montérégie arrivera à maturité. Des investissements sont requis pour répondre à la demande croissante et future de gaz naturel dans ces régions.
- Depuis 2015, une mesure temporaire a été mise en place, avec l'accord de la Régie de l'énergie, afin d'assurer une pression suffisante pour répondre aux besoins des consommateurs, mais cette solution ne peut être maintenue à long terme.
- Des travaux de réfection et d'amélioration doivent être réalisés sur les réseaux de gaz naturel d'Énergir, de Gazoduc TQM et de TransCanada pour :
 - Assurer la fiabilité d'approvisionnement en gaz naturel, particulièrement aux régions de la Montérégie et de l'Estrie
 - Mieux répondre à la croissance à long terme de la demande provenant des utilisateurs de gaz naturel



Présentation des travaux

Renforcement du réseau de Gazoduc TQM
Montréal et Estrie

LOCALISATION DES COMPOSANTES



PRINCIPALES COMPOSANTES DES TRAVAUX

Composante 1: Nouveau poste de compression

- Localisation envisagée à Granby
- Construction d'un nouveau poste de compression opéré par Gazoduc TQM qui va permettre d'assurer une pression constante dans le réseau

Composante 2: Ajout d'une unité de compression à un poste existant

- Située à Saint-Philippe
- Construction d'une nouvelle unité de compression opérée par TransCanada qui va permettre d'assurer une pression constante dans le réseau et en augmenter la capacité

PRINCIPALES COMPOSANTES DES TRAVAUX (SUITE)

Composante 3: Nouvelle interconnexion

- Située à Saint-Basile-le-Grand
- Construction d'une station de livraison et mise à niveau d'installations sur la conduite entre Sabrevois et Shefford par Énergir
- Construction d'une nouvelle interconnexion à Saint-Basile-le-Grand par TQM afin de soutenir la nouvelle station de livraison

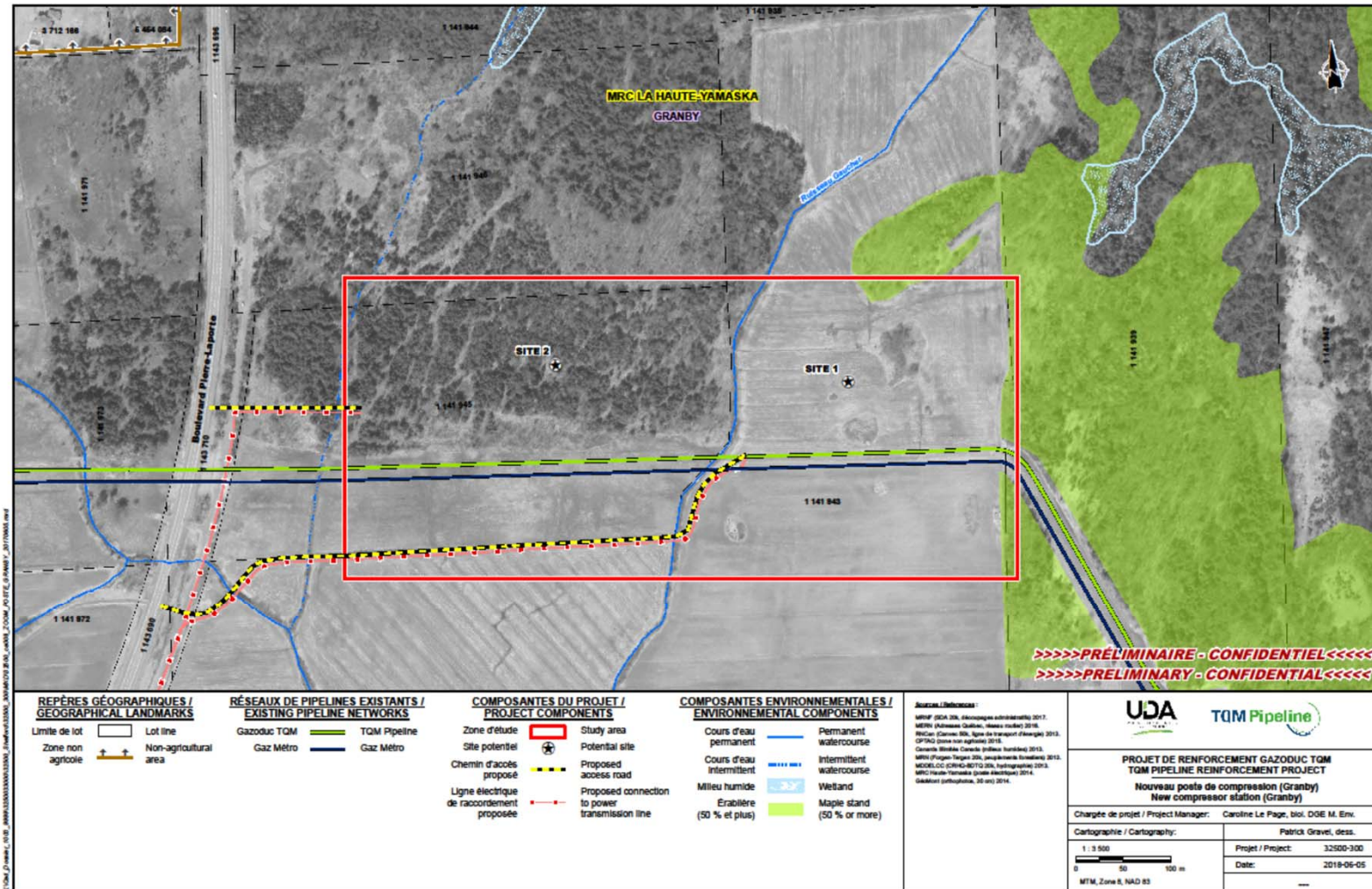
Composante 4: Acquisition

- Gazoduc TQM va se porter acquéreur d'une conduite de 63 km du réseau d'Énergir entre Sabrevois et Shefford

VUE AÉRIENNE D'UN POSTE DE COMPRESSION



LOCALISATIONS ENVISAGÉES



CONSIDÉRATIONS ENVIRONNEMENTALES GÉNÉRALES

- Les travaux de Gazoduc TQM sont minutieusement planifiés conjointement par nos équipes d'ingénierie, d'environnement et de construction.
 - Plusieurs mesures d'atténuation seront mises en place
 - Plan de gestion environnementale : chantier
 - Surveillance environnementale lors des travaux
 - Plan de mesures d'urgence sera adapté afin de prendre en compte les différents travaux des composantes
- Période de construction : nuisances usuelles des chantiers de construction
 - Circulation accrue aux abords du site
 - Émission locale et temporaire de poussière
 - Augmentation temporaire du niveau de bruit : en conformité avec les exigences réglementaires
- Conformité aux exigences réglementaires

LA SÉCURITÉ CHEZ GAZODUC TQM

La sécurité est la première priorité pour Gazoduc TQM.

- Elle l'est tout autant dans la planification, la mise à niveau et la construction d'installations sur le réseau gazier.
- Conception d'installations sécuritaires : installations conformes aux codes de sécurité en vigueur au Canada.
- **Programmes préventifs**
 - Surveillance 24 h sur 24h de tout le réseau
 - Programmes d'inspections régulières
 - Programme annuel rigoureux d'entretien préventif
- **Plans de mesures d'urgence**



Échéancier

Renforcement du réseau de Gazoduc TQM
Montréal et Estrie

ÉCHÉANCIER PRÉVU DES TRAVAUX

Travaux	Échéance anticipée
Définition de la portée des travaux	Printemps 2018
Présentation à la communauté	Été 2018
Inventaires et évaluation des impacts sur l'environnement	Été et Automne 2018
Processus réglementaires provincial et fédéral	Décembre 2018
Ingénierie préliminaire et détaillée	Hiver 2019
Construction	Automne 2020

LIENS DE COMMUNICATION

Gazoduc TQM maintient des liens de communication avec le public et ses parties prenantes intéressées.

Les questions et commentaires peuvent nous être communiqués en tout temps.

Contact

David Laureti, Conseiller senior
Communication et affaires publiques

Téléphone : 514 598-3449

Courriel : david.laureti@energir.com



Annexe 12-4

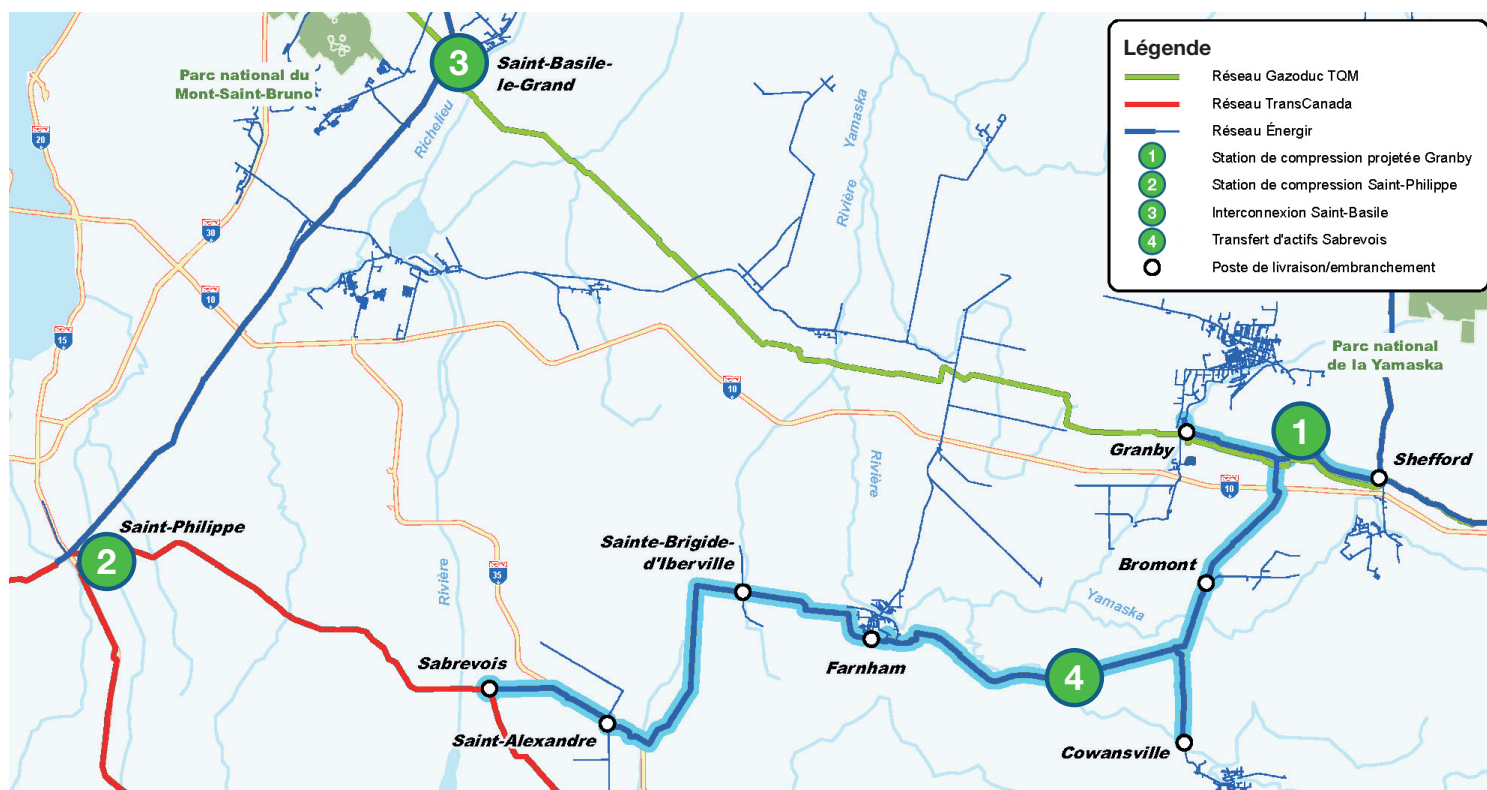
Fiche de renseignements sur le Projet (novembre 2018)

PROJET DE RENFORCEMENT DU RÉSEAU DE **Gazoduc TQM**

POURQUOI CE PROJET DE RENFORCEMENT EST NÉCESSAIRE?

- ~ Pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel des régions de la Montérégie et de l'Estrie, des travaux de mise à niveau et d'ajouts d'équipements sont nécessaires.
- ~ Le projet de renforcement est le moyen de parvenir efficacement à notre objectif qui est de continuer de répondre à la demande de gaz naturel pour ces régions.

PRINCIPALES COMPOSANTES DU PROJET



1 Nouvelle station de compression à Granby

- ~ Construction d'une nouvelle station de compression exploitée par Gazoduc TQM.

2 Ajout d'une unité de compression à la station de Saint-Philippe

- ~ Ajout d'une unité de compression à la station de compression exploitée par TransCanada.

3 Nouvelle interconnexion à Saint-Basile-le-Grand

- ~ Construction d'un nouveau poste de livraison exploité par Énergir et construction d'une nouvelle interconnexion.

4 Transfert d'actifs Sabrevois

- ~ Gazoduc TQM va se porter acquéreur du poste de livraison Sabrevois, de la conduite de 63 km entre Sabrevois et Shefford, de 7 plus petites conduites (totalisant 11,5 km) et de certaines infrastructures connexes.
- ~ Mise à niveau d'installations sur la conduite entre Sabrevois et Shefford par Énergir.

LA SÉCURITÉ ET L'ENVIRONNEMENT : NOS PRIORITÉS

Des installations et des processus sécuritaires

- ~ Conformité aux codes de sécurité en vigueur et ce, dès la conception. Gazoduc TQM s'assurera que ses installations sont conformes aux codes de sécurité en vigueur au pays.
- ~ Surveillance en continu de l'ensemble du réseau et programme strict d'inspection et d'entretien préventif : 24 h sur 24 h de l'ensemble du réseau, mise en place d'inspections régulières et récurrentes ainsi que d'un programme précis d'entretien préventif.
- ~ Système de gestion des urgences existant qui permet une réponse rapide à toute urgence reliée au réseau. Les services d'urgence locaux et les autorités locales sont tenues informés des rôles et responsabilités de chaque intervenant.

Protection et respect de l'environnement

- ~ Planification minutieuse de nos projets.
- ~ Nos projets sont réalisés en minimisant les impacts sur l'environnement et dans le respect de toutes les normes gouvernementales relatives à l'environnement.
- ~ Un plan de protection de l'environnement et de surveillance environnementale est mis en place dans le cadre de tous nos travaux.

Relations avec les parties prenantes : un processus rigoureux

- ~ Gazoduc TQM a à cœur d'entretenir des liens avec ses parties prenantes. Ses projets et travaux sont développés dans le respect des communautés d'accueil.
- ~ Gazoduc TQM souhaite que les communautés qui accueillent nos projets puissent bénéficier des retombées positives qui y sont associées.

Processus réglementaires applicables

- ~ Le projet doit obtenir l'autorisation de l'Office national de l'énergie, du Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques ainsi que de la Commission de protection du territoire agricole du Québec. Certaines autorisations seront également requises de la Régie de l'énergie.
- ~ De plus, Gazoduc TQM s'assure d'obtenir les autorisations nécessaires de la part des municipalités où elle développe ses projets. Les travaux seront réalisés en respect des règlements municipaux.

ÉCHÉANCIER

ÉTÉ-AUTOMNE 2018

- ~ Définition de la portée des travaux.
- ~ Début des études de terrain et de l'évaluation des impacts sur l'environnement.
- ~ Présentation à la communauté.
- ~ Début de l'ingénierie préliminaire.

HIVER 2019

- ~ Dépôt des demandes d'autorisation aux autorités gouvernementales.

HIVER 2021

- ~ Début des travaux de construction, sous réserve des approbations réglementaires.

AUTOMNE 2022

- ~ Mise en service projetée des différentes composantes.

LIENS DE COMMUNICATION

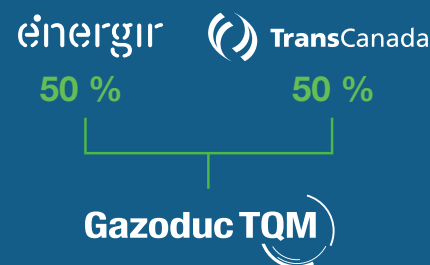
Gazoduc TQM maintient des liens de communication avec le public et les parties prenantes. Les questions et commentaires peuvent nous être communiqués en tout temps.

1 855 933-0939
communications@gazoductqm.com

PRÉSENTATION DE L'ENTREPRISE

Gazoduc TQM est une filiale à parts égales d'Énergir, s.e.c. et de TransCanada Pipelines Limited.

- ~ Fondée en 1980, Gazoduc TQM exploite depuis 1982 un réseau d'infrastructures dédiées au transport du gaz naturel au Québec.
- ~ Réglementée par l'Office national de l'énergie.
- ~ Transporte du gaz naturel vers 31 postes de livraison liés au réseau d'Énergir et vers les États-Unis.
- ~ Présente sur le territoire de 75 municipalités.
- ~ Depuis sa fondation, Gazoduc TQM transporte du gaz naturel de façon efficace, fiable et sécuritaire.



Annexe 12-5

Modèle de lettre de mise à jour à l'intention de la municipalité et de la MRC (août 2019)



Montréal, le 1^{er} août 2019

Madame ABC
Titre DEF
Direction GHI
Ministère JKL
Ligne Adresse 1
Ligne Adresse 1
Ville (Québec) Code postal

**Objet : MISE À JOUR - Projet de renforcement du réseau de Gazoduc TQM –
Acquisition de la conduite d'Énergir**

Lot : Inscrire # lot

Bonjour,

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM) est une filiale à parts égales de deux entreprises canadiennes de l'industrie du gaz naturel : Société de gestion Gaz Métro inc., une filiale à part entière d'Énergir, s.e.c., et de TransCanada PipeLines Limited (une filiale de TC Énergie). Depuis 1991, Gazoduc TQM contribue à répondre à plus de la moitié des besoins en gaz naturel du Québec. Ses activités sont réglementées par l'Office national de l'énergie (ONÉ).

Mise à jour sur le projet

Dans le cadre du projet de renforcement de son réseau, Gazoduc TQM procédera au cours des prochaines années à des travaux de mise à niveau et d'ajouts d'équipements afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel des régions de la Montérégie et de l'Estrie. Vous aviez reçu une lettre en décembre 2018 vous informant aussi que Gazoduc TQM allait se porter acquéreur d'une conduite de 63 km située entre la Municipalité du Canton de Shefford et la Municipalité de Sainte-Anne-de-Sabrevois, du poste de livraison qui s'y trouve ainsi que de certaines infrastructures connexes. Cette conduite est actuellement la propriété d'Énergir, s.e.c. et fait l'objet d'une servitude sur votre propriété.

Ce transfert de propriété fera l'objet d'une demande à l'ONÉ qui devrait être déposée à l'automne 2019. La brochure de l'ONÉ que nous avons jointe à la présente lettre vous

informe sur le processus réglementaire applicable au projet de renforcement du réseau de Gazoduc TQM.

Nous vous invitons à prendre connaissance de la documentation ci-jointe qui comprend notamment une description détaillée du projet de renforcement, de la nouvelle localisation de la station de compression ainsi que des informations supplémentaires sur le processus de consultation, les considérations environnementales et la sécurité des installations.

Nous vous saurions gré de communiquer ces informations avec le ou les locataire(s) de votre propriété (le lot est indiqué dans l'objet de la lettre), le cas échéant.

Relations avec les parties prenantes

L'approche de TQM en matière de collaboration avec les intervenants, les propriétaires fonciers et les groupes autochtones vise à comprendre les préoccupations et à régler les potentiels enjeux exprimés relativement à nos projets ou à nos activités. Nous consultons tôt et nous invitons nos parties prenantes à nous envoyer leurs commentaires. Nous continuerons de répondre aux préoccupations tout au long du processus réglementaire et des opérations.

La méthode privilégiée par TQM pour répondre aux préoccupations des intervenants, des propriétaires fonciers et des groupes autochtones consiste à mener une discussion directe et respectueuse. Les problèmes reçus ou identifiés dans le cadre d'un engagement continu font systématiquement l'objet d'un suivi afin de favoriser leur résolution. Si la résolution par cette approche n'est pas réalisable, les parties peuvent envisager d'utiliser le processus de résolution des conflits, un processus de collaboration organisé par l'ONÉ.

Communications futures

Nous continuerons à vous informer des prochaines étapes réglementaires et de possibles modifications au projet.

Pour toute question, commentaire ou demande d'informations additionnelles, vous pouvez joindre l'équipe de relations avec les communautés par téléphone au 1-855-933-0939 ou par courriel à communications@gazoductqm.com. Il nous fait toujours plaisir de répondre dans les meilleurs délais aux questionnements que peuvent avoir nos parties prenantes ainsi que d'entretenir des échanges continus avec les communautés au sein desquelles nous œuvrons.

En vous assurant de notre détermination à engager avec vous un dialogue constructif, nous vous prions d'agréer, **Madame ABC**, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

Scott Reid
Directeur de projet
Gazoduc TQM

Ronald Haddad
Directeur de projet
Énergir, s.e.c.

Pièces jointes :

- Feuillelet d'information sur le projet – Juillet 2019
- Dépliant de l'ONÉ : Renseignements utiles à l'égard de projets de pipeline ou de ligne de transport d'électricité qui nécessitent une audience
- Dépliant de l'ONÉ : Vivre et travailler à proximité d'un pipeline

Annexe 12-6

Modèle de lettre de mise à jour à l'intention des parties prenantes (août 2019)



Montréal, le 1^{er} août 2019

Madame ABC
Titre DEF
Direction GHI
Ministère JKL
Ligne Adresse 1
Ligne Adresse 1
Ville (Québec) Code postal

**Objet : MISE À JOUR - Projet de renforcement du réseau de Gazoduc TQM –
Acquisition de la conduite d'Énergir**

Lot : Inscrire # lot

Bonjour,

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM) est une filiale à parts égales de deux entreprises canadiennes de l'industrie du gaz naturel : Société de gestion Gaz Métro inc., une filiale à part entière d'Énergir, s.e.c., et de TransCanada PipeLines Limited (une filiale de TC Énergie). Depuis 1991, Gazoduc TQM contribue à répondre à plus de la moitié des besoins en gaz naturel du Québec. Ses activités sont réglementées par l'Office national de l'énergie (ONÉ).

Mise à jour sur le projet

Dans le cadre du projet de renforcement de son réseau, Gazoduc TQM procédera au cours des prochaines années à des travaux de mise à niveau et d'ajouts d'équipements afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel des régions de la Montérégie et de l'Estrie. Vous aviez reçu une lettre en décembre 2018 vous informant aussi que Gazoduc TQM allait se porter acquéreur d'une conduite de 63 km située entre la Municipalité du Canton de Shefford et la Municipalité de Sainte-Anne-de-Sabrevois, du poste de livraison qui s'y trouve ainsi que de certaines infrastructures connexes. Cette conduite est actuellement la propriété d'Énergir, s.e.c. et fait l'objet d'une servitude sur votre propriété.

Ce transfert de propriété fera l'objet d'une demande à l'ONÉ qui devrait être déposée à l'automne 2019. La brochure de l'ONÉ que nous avons jointe à la présente lettre vous

informe sur le processus réglementaire applicable au projet de renforcement du réseau de Gazoduc TQM.

Nous vous invitons à prendre connaissance de la documentation ci-jointe qui comprend notamment une description détaillée du projet de renforcement, de la nouvelle localisation de la station de compression ainsi que des informations supplémentaires sur le processus de consultation, les considérations environnementales et la sécurité des installations.

Nous vous saurions gré de communiquer ces informations avec le ou les locataire(s) de votre propriété (le lot est indiqué dans l'objet de la lettre), le cas échéant.

Relations avec les parties prenantes

L'approche de TQM en matière de collaboration avec les intervenants, les propriétaires fonciers et les groupes autochtones vise à comprendre les préoccupations et à régler les potentiels enjeux exprimés relativement à nos projets ou à nos activités. Nous consultons tôt et nous invitons nos parties prenantes à nous envoyer leurs commentaires. Nous continuerons de répondre aux préoccupations tout au long du processus réglementaire et des opérations.

La méthode privilégiée par TQM pour répondre aux préoccupations des intervenants, des propriétaires fonciers et des groupes autochtones consiste à mener une discussion directe et respectueuse. Les problèmes reçus ou identifiés dans le cadre d'un engagement continu font systématiquement l'objet d'un suivi afin de favoriser leur résolution. Si la résolution par cette approche n'est pas réalisable, les parties peuvent envisager d'utiliser le processus de résolution des conflits, un processus de collaboration organisé par l'ONÉ.

Communications futures

Nous continuerons à vous informer des prochaines étapes réglementaires et de possibles modifications au projet.

Pour toute question, commentaire ou demande d'informations additionnelles, vous pouvez joindre l'équipe de relations avec les communautés par téléphone au 1-855-933-0939 ou par courriel à communications@gazoductqm.com. Il nous fait toujours plaisir de répondre dans les meilleurs délais aux questionnements que peuvent avoir nos parties prenantes ainsi que d'entretenir des échanges continus avec les communautés au sein desquelles nous œuvrons.

En vous assurant de notre détermination à engager avec vous un dialogue constructif, nous vous prions d'agréer, **Madame ABC**, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

Scott Reid
Directeur de projet
Gazoduc TQM

Ronald Haddad
Directeur de projet
Énergir, s.e.c.

Pièces jointes :

- Feuillet d'information sur le projet – Juillet 2019
- Dépliant de l'ONÉ : Renseignements utiles à l'égard de projets de pipeline ou de ligne de transport d'électricité qui nécessitent une audience
- Dépliant de l'ONÉ : Vivre et travailler à proximité d'un pipeline

Annexe 12-7

Modèle de présentation mise à jour (avril 2019)



Projet de renforcement du réseau de TQM

Rencontre avec le Conseil municipal de la ville de Bromont
8 avril 2019



OBJECTIFS DE LA RENCONTRE

- Présenter l'entreprise TQM
- Échanger sur la justification du projet et la nature des travaux proposés
- Présenter l'échéancier prévu des travaux

TQM

TQM est une filiale à parts égales de deux entreprises de l'industrie du gaz naturel : Énergir, s.e.c. (Énergir), et TransCanada PipeLines Limited (une filiale de TC Énergie).

- Fondée en 1980, TQM exploite depuis 1982 un réseau d'infrastructures dédiées au transport du gaz naturel au Québec.
- Réglementée par l'Office national de l'énergie.
- Transporte du gaz naturel vers 31 postes de livraison liés au réseau d'Énergir.
- Présente sur le territoire de 75 municipalités.
- Depuis sa fondation, TQM transporte du gaz naturel de façon efficace, fiable et sécuritaire.



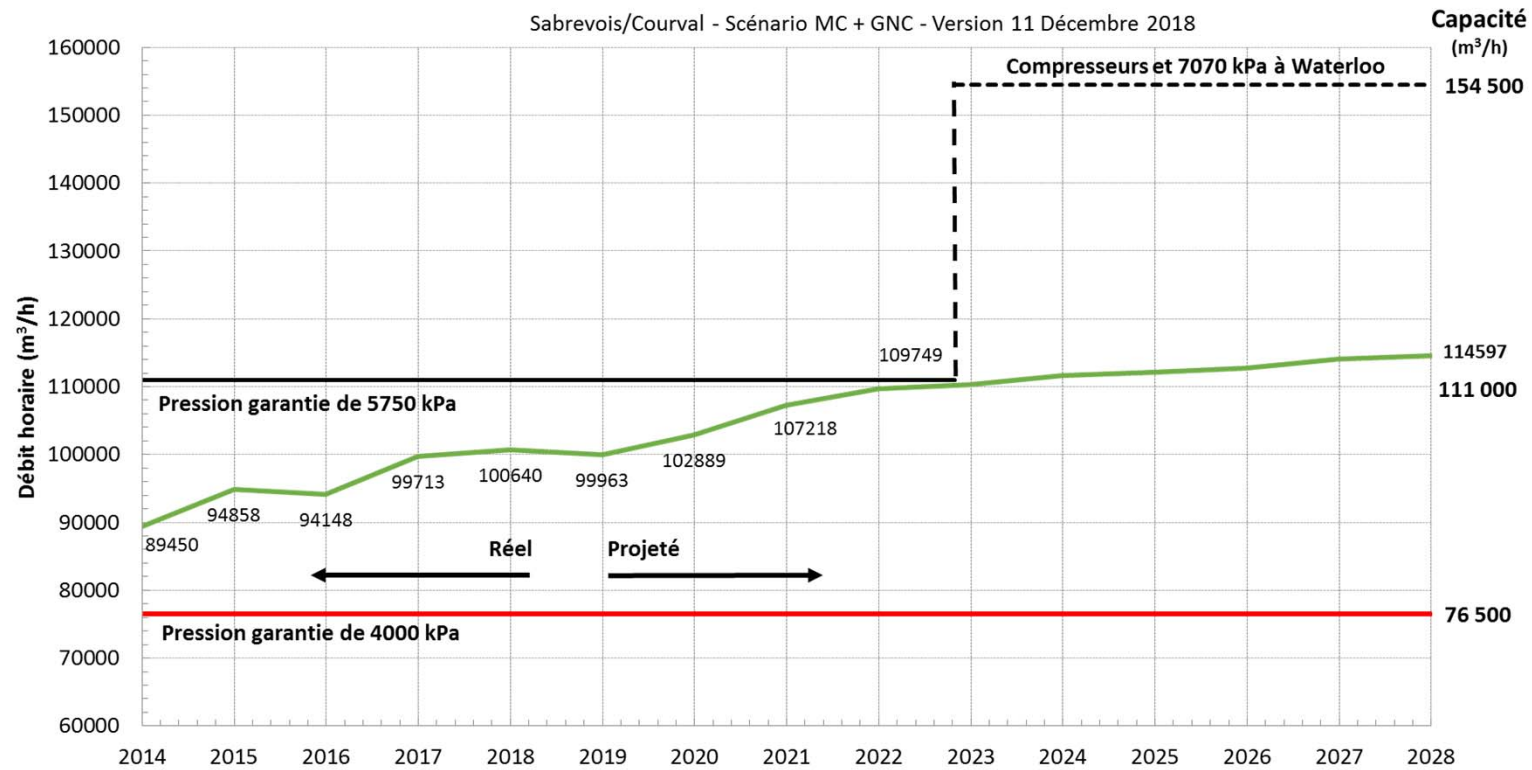
RÉSEAU GAZIER AU QUÉBEC



POURQUOI CE PROJET DE RENFORCEMENT EST NÉCESSAIRE?

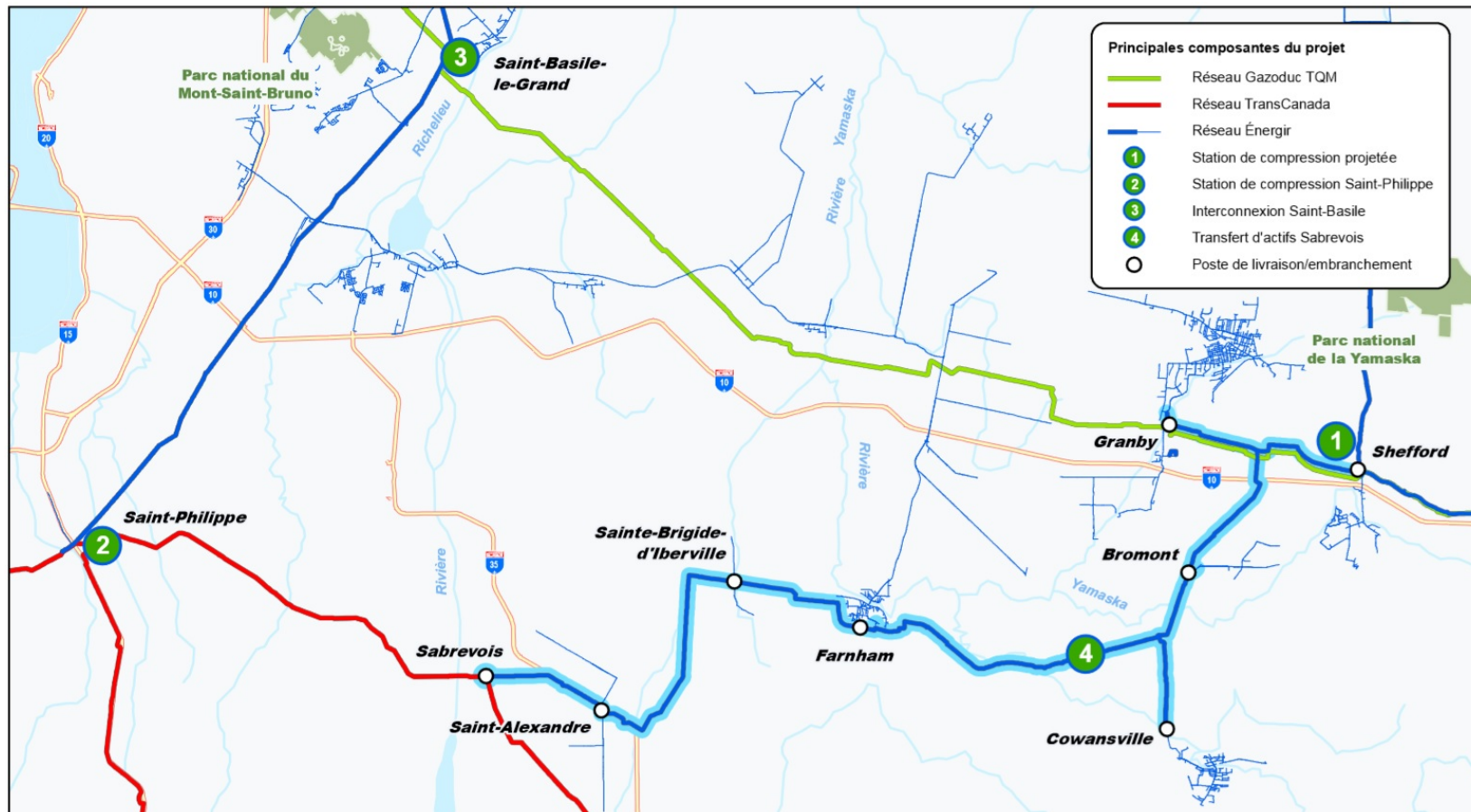
- Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel des régions de la Montérégie et de l'Estrie, des travaux de mise à niveau et d'ajouts d'équipements sont nécessaires.
- Le projet de renforcement est le moyen de parvenir efficacement à notre objectif qui est de continuer de répondre à la demande de gaz naturel pour ces régions.
- Les réseaux de transmission de l'Estrie et de la Montérégie alimentent 30 postes de livraisons et plus de 115 municipalités.

CAPACITÉ ACTUELLE DU RÉSEAU ET PRÉVISIONS



Hugo Lécuyer, Gestion et Conception du Réseau

LOCALISATION DES COMPOSANTES



PRINCIPALES COMPOSANTES DU PROJET

Composante 1: Nouvelle station de compression

- Localisation : à l'intérieur de la fenêtre hydraulique;
- Superficie : terrain de 200m X 200m (4 hectares);
- Le choix du site est fait en fonction de plusieurs critères notamment dans une perspective de moindre impact: les milieux physique, humain, biologique, les cours d'eau et milieux humides ainsi que l'accès.

AUTRES COMPOSANTES DU PROJET DE RENFORCEMENT

Composante 2: Ajout d'une unité de compression à un poste existant

- Située à Saint-Philippe;
- Construction d'une nouvelle unité de compression opérée par TransCanada qui va permettre d'assurer une pression constante dans le réseau et en augmenter la capacité.

Composante 3: Nouvelle station de livraison à Saint-Basile-le-Grand

- Construction d'une station de livraison à Saint-Basile-le-Grand et interconnexion des réseaux de TQM et d'Énergir.

Composante 4: Transfert d'actif

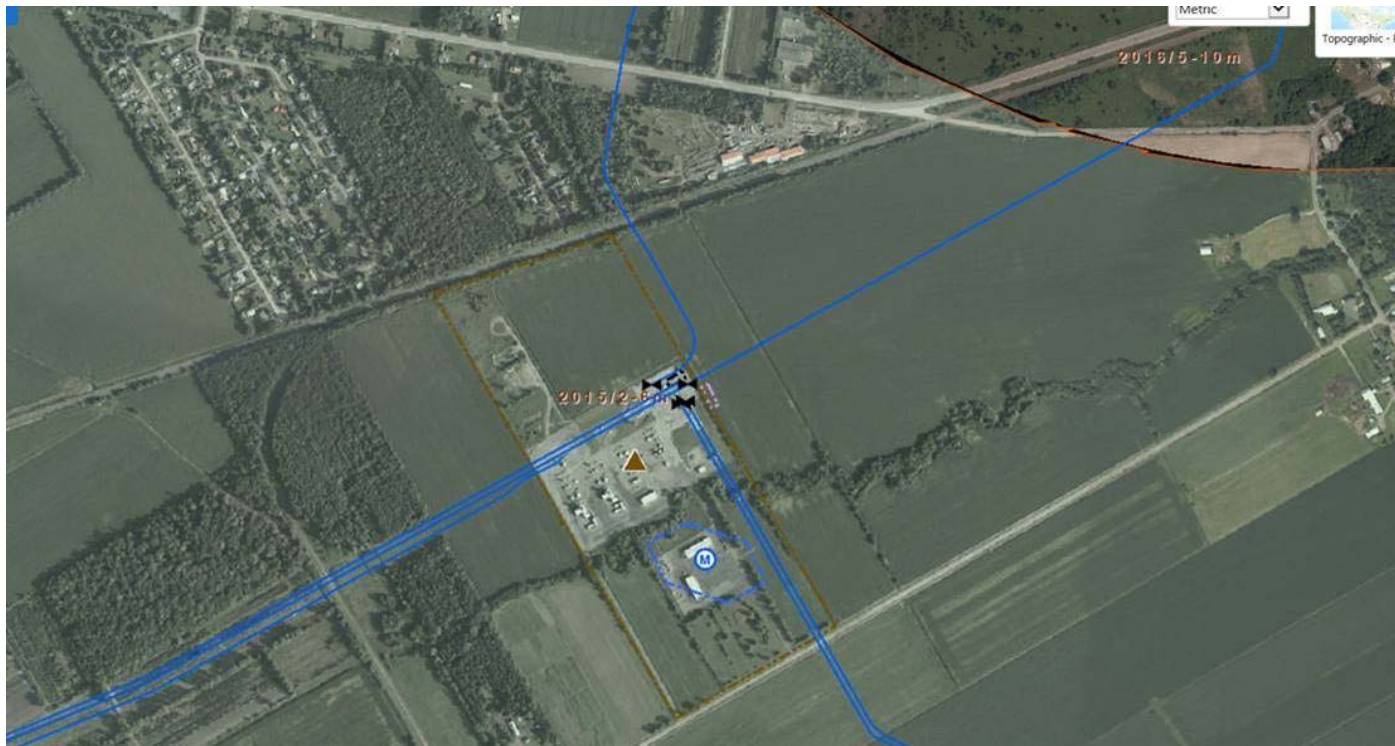
- TQM va se porter acquéreur d'une conduite de 63 km du réseau d'Énergir entre Sabrevois et Shefford.

FONCTIONNEMENT D'UNE STATION DE COMPRESSION



Exemple de la station de compression à Maple en Ontario

FONCTIONNEMENT D'UNE STATION DE COMPRESSION



Exemple de la station de compression à Les Cèdres au Québec

FONCTIONNEMENT D'UNE STATION DE COMPRESSION

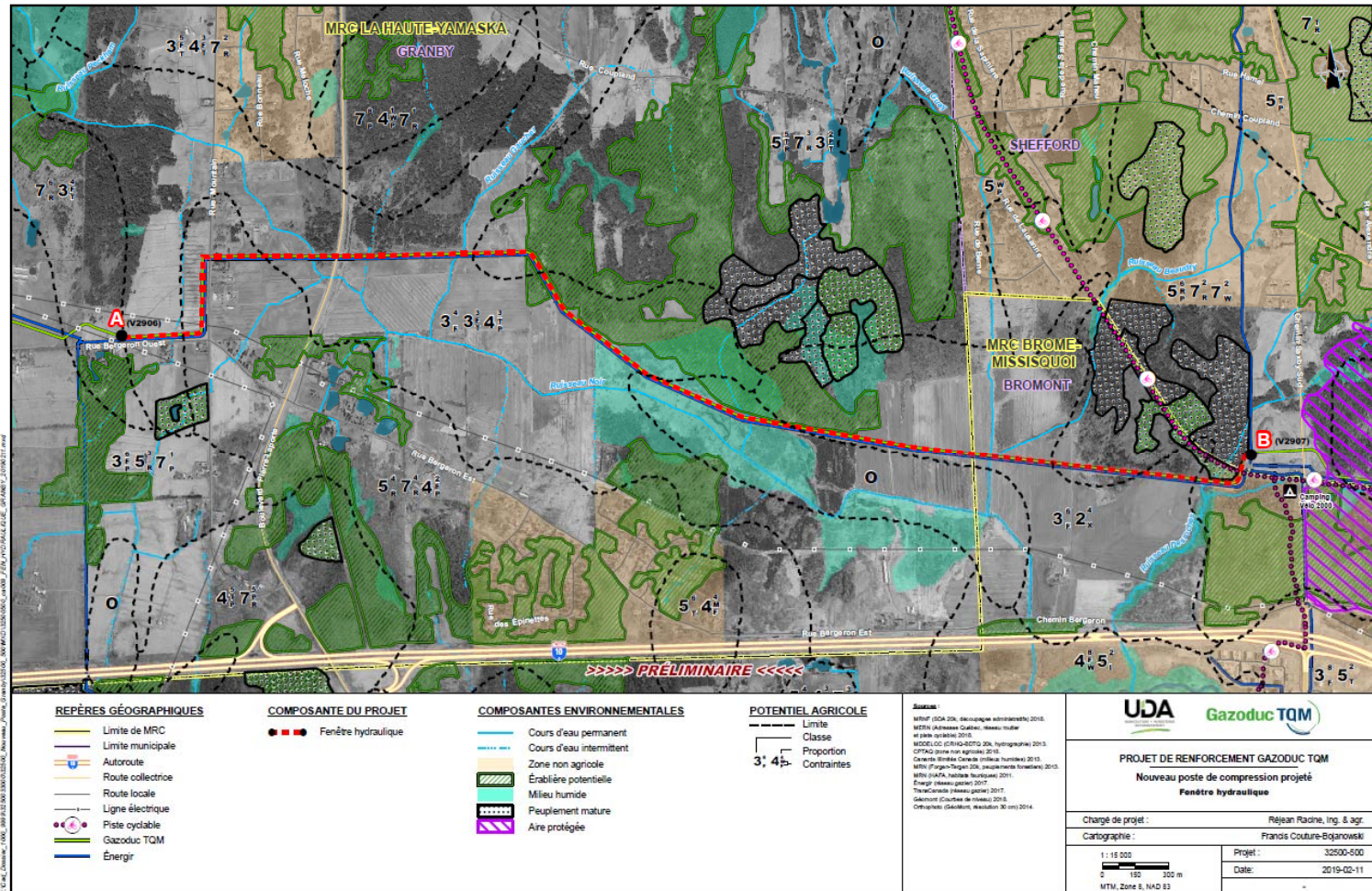


Exemple de la station de compression à Saint-Philippe au Québec

FONCTIONNEMENT D'UNE STATION DE COMPRESSION



FENÊTRE HYDRAULIQUE: LOCALISATION ENVISAGÉE



EXEMPLES DE STATION DE COMPRESSION (MODÉLISATION)



EXEMPLES DE STATION DE COMPRESSION (MODÉLISATION)



GESTION DU BRUIT

Le projet est soumis à la note d'instruction 98-01 du ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques du Québec (MELCC), et les règlements municipaux applicables concernant les émissions de bruit.

L'étude sonore se divise en deux phases soit :

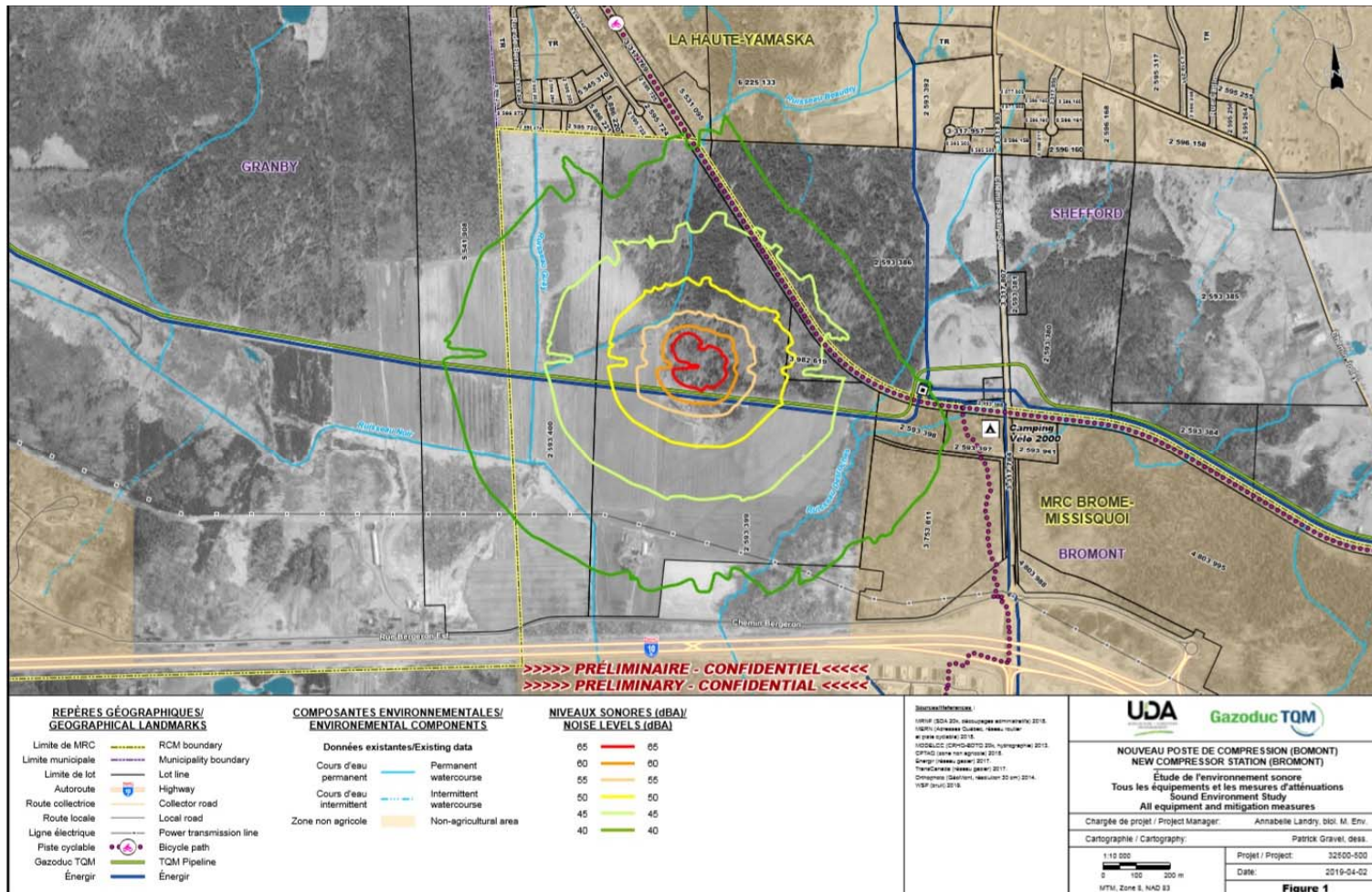
- Phase 1 : mesures du bruit ambiant;
- Phase 2 : scénarios de modélisation des niveaux sonores.

Un scénario préliminaire a été effectué considérant tous les équipements pouvant être des sources majeures de bruits.

Les résultats préliminaires démontrent qu'à l'aide de mesures d'atténuation appropriées, les niveaux sonores aux limites des propriétés et les points récepteurs les plus proches respectent les critères de bruit provinciaux.

Le niveau de bruit ambiant à l'emplacement du terrain de camping pourrait être entre 45 et 55 Db. L'apport de la station (40Db) serait donc non perceptible à l'oreille à cet emplacement. Ceci sera validé par l'étude de bruit détaillée lors des prochaines étapes.

NIVEAUX SONORES



GESTION DU RISQUE

- Infrastructures existantes;
- Absence de résidences à l'intérieur d'un rayon de 450 mètres;
- Information partagée pour supporter les services incendies en cas d'intervention d'urgence;
- Information partagée pour faciliter l'aménagement du territoire.

PROGRAMME DE SENSIBILISATION DU PUBLIC

Le programme de sensibilisation du public de TQM partage des renseignements sur la sécurité avec les groupes suivants :

- Intervenants d'urgence;
- Excavateurs et entrepreneurs;
- Membres du public directement concernés;
- Propriétaires fonciers, locataires, propriétaires d'entreprise et agriculteurs;
- Autorités publiques (par exemple les municipalités).

LA SÉCURITÉ CHEZ TQM

La sécurité est la première priorité pour TQM.

- Elle l'est tout autant dans la planification, la mise à niveau et la construction d'installations sur le réseau gazier;
- Conception d'installations sécuritaires : installations conformes aux codes de sécurité en vigueur au Canada.

Programmes préventifs

- Surveillance 24 h sur 24h de tout le réseau;
- Programmes d'inspections régulières;
- Programme annuel rigoureux d'entretien préventif.

Plan de mesures d'urgence

- Formation interne des employés (formation, exercices sur table, exercices d'urgence);
- Communications avec les premiers répondants (présentation, envoi d'information, exercices, visite des installations).

IMPACTS SUR LE MILIEU ÉCONOMIQUE

Bénéfices économiques pour la communauté

- Le lieu choisi permet l'apport de nouvelles sources de revenus pour la municipalité si la station de compression s'y installe, estimation de près de 100 000 \$ en taxes foncières pour la ville par année.
- Retombés économiques lors de la construction.
- Embauche et approvisionnement local favorisé lors des travaux.
- Implication en lien avec les intérêts de la communauté.

ENGAGEMENT COMMUNAUTAIRE

Bénéfices pour la communauté

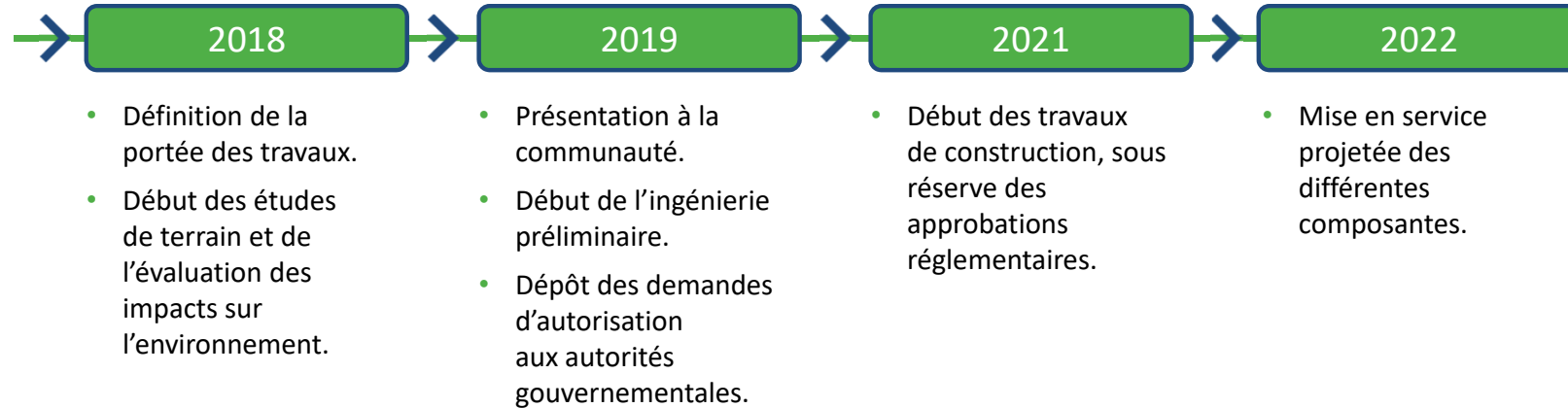
- Le développement durable est au cœur de nos préoccupations.
- Nous tenons à :
 - Apporter une contribution positive à la collectivité;
 - Réduire notre empreinte environnementale dans chacune des actions que nous entreprenons;
 - Jouer un rôle actif dans l'amélioration de la qualité de vie de la communauté.
- Notre programme d'investissements communautaires nous permet de nous impliquer dans les secteurs suivant:

Sécurité, Environnement, Communauté, Éducation

PROCESSUS RÉGLEMENTAIRES APPLICABLES

- Le projet doit obtenir l'autorisation de **l'Office national de l'énergie (ONÉ)**, du **ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MELCC)** ainsi que de la **Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ)**.
- TQM s'assure d'obtenir les autorisations nécessaires de la part des municipalités où elle développe ses projets.
 - Permis d'abattage d'arbres;
 - Permis de construction.

ÉCHÉANCIER PRÉVU DES TRAVAUX



Annexe 12-8

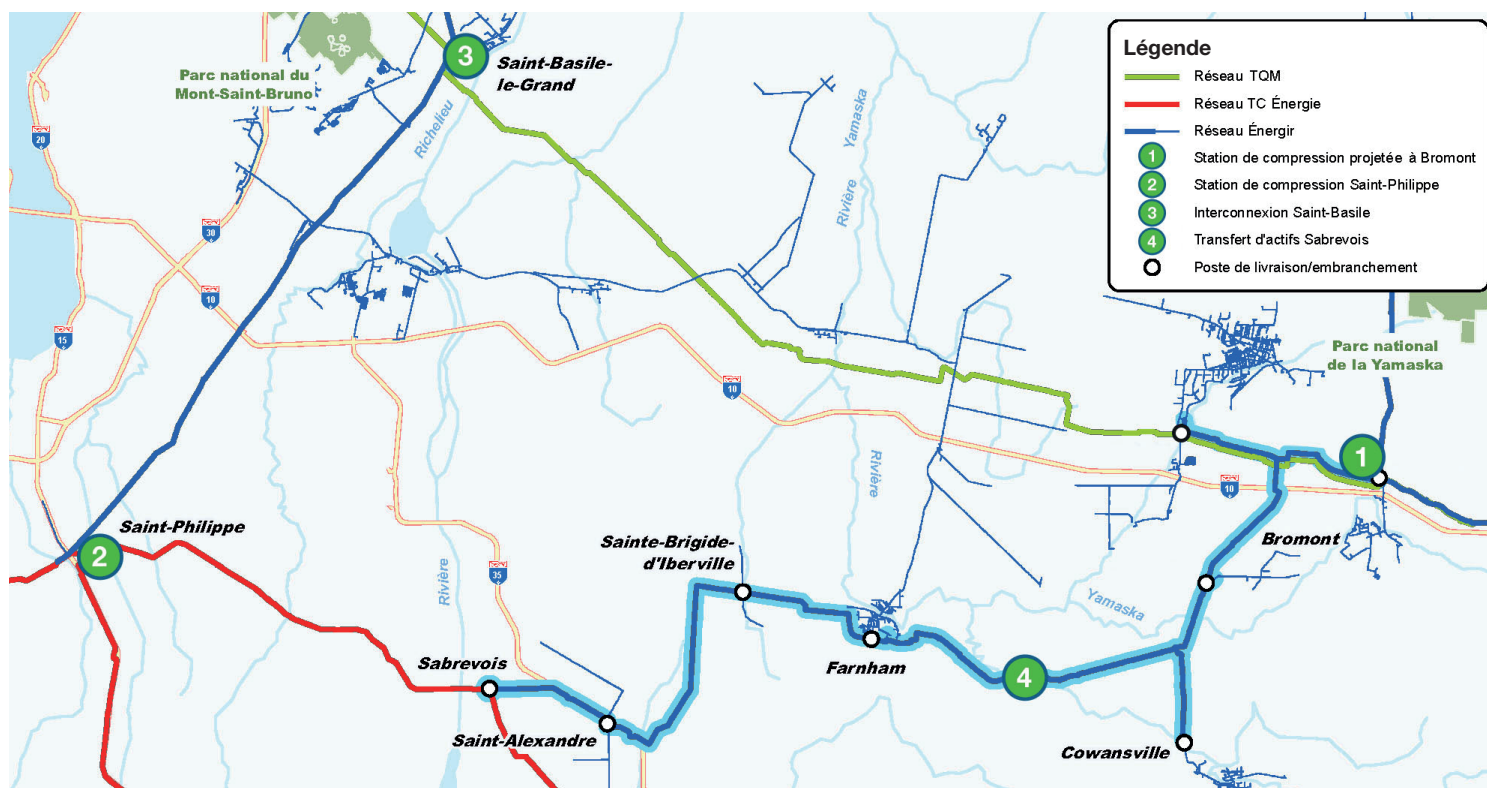
Fiche de renseignements mise à jour sur le Projet (juillet 2019)

PROJET DE RENFORCEMENT DU RÉSEAU DE TQM

POURQUOI CE PROJET DE RENFORCEMENT EST NÉCESSAIRE?

- ~ Pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel des régions de la Montérégie et de l'Estrie, des travaux de mise à niveau et d'ajouts d'équipements sont nécessaires.
- ~ Le projet de renforcement est le moyen de parvenir efficacement à notre objectif qui est de continuer de répondre à la demande de gaz naturel pour ces régions.

PRINCIPALES COMPOSANTES DU PROJET



1 Nouvelle station de compression à Bromont

- ~ Construction d'une nouvelle station de compression sur le réseau de TQM.

2 Ajout d'une unité de compression à la station de Saint-Philippe

- ~ Ajout d'une unité de compression à la station de compression existante de TC Énergie.

3 Nouvelle interconnexion à Saint-Basile-le-Grand

- ~ Construction d'un nouveau poste de livraison exploité par Énergir et construction d'une nouvelle interconnexion.

4 Transfert d'actifs Sabrevois

- ~ TQM va se porter acquéreur du poste de livraison Sabrevois, de la conduite de 63 km entre Sabrevois et Shefford, de 7 plus petites conduites (totalisant 11,5 km) et de certaines infrastructures connexes.
- ~ Mise à niveau d'installations sur la conduite entre Sabrevois et Shefford par Énergir.

LA SÉCURITÉ ET L'ENVIRONNEMENT : NOS PRIORITÉS

Des installations et des processus sécuritaires

- ~ Conformité aux codes de sécurité en vigueur et ce, dès la conception. TQM s'assurera que ses installations sont conformes aux codes de sécurité en vigueur au pays.
- ~ Surveillance en continu de l'ensemble du réseau (24h sur 24h), inspections régulières et récurrentes et mise en place d'un programme précis d'entretien préventif.
- ~ Système de gestion des urgences existant qui permet une réponse rapide à toute urgence reliée au réseau. Les services d'urgence locaux et les autorités locales sont tenues informés des rôles et responsabilités de chaque intervenant.

Protection et respect de l'environnement

- ~ Planification minutieuse de nos projets.
- ~ Nos projets sont réalisés en minimisant les impacts sur l'environnement et dans le respect de toutes les normes gouvernementales relatives à l'environnement.
- ~ Un plan de protection de l'environnement et de surveillance environnementale est mis en place dans le cadre de tous nos travaux.

Relations avec les parties prenantes : un processus rigoureux

- ~ TQM a à cœur d'entretenir des liens avec ses parties prenantes. Ses projets et travaux sont développés dans le respect des communautés d'accueil.
- ~ TQM s'implique sur le plan économique et communautaire dans les communautés qui accueillent ses projets. Notre programme d'investissements communautaires nous permet de nous impliquer dans les secteurs de la sécurité, de l'environnement, de la communauté et de l'éducation.

Processus réglementaires applicables

- ~ Le projet doit obtenir l'autorisation de l'Office national de l'énergie, du Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques ainsi que de la Commission de protection du territoire agricole du Québec. Certaines autorisations seront également requises de la Régie de l'énergie.
- ~ De plus, TQM s'assure d'obtenir les autorisations nécessaires de la part des municipalités où elle développe ses projets. Les travaux seront réalisés en respect des règlements municipaux.

ÉCHÉANCIER

ÉTÉ 2018 - ÉTÉ 2019

- ~ Définition de la portée des travaux.
- ~ Début des études de terrain et de l'évaluation des impacts sur l'environnement.
- ~ Présentation du projet.
- ~ Début de l'ingénierie préliminaire.

AUTOMNE 2019

- ~ Dépôt des demandes d'autorisation aux autorités gouvernementales.

HIVER 2021

- ~ Début des travaux de construction, sous réserve des approbations réglementaires.

AUTOMNE 2022

- ~ Mise en service projetée des différentes composantes.

LIENS DE COMMUNICATION

TQM maintient des liens de communication avec le public et les parties prenantes. Les questions et commentaires peuvent nous être communiqués en tout temps.

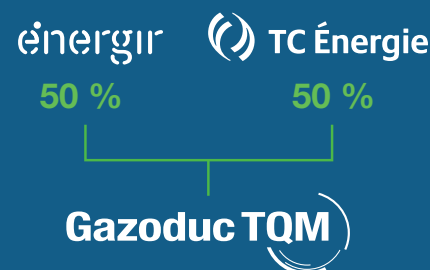
1 855 933-0939

communications@gazoductqm.com

PRÉSENTATION DE L'ENTREPRISE

TQM est une filiale à parts égales d'Énergir, s.e.c. et de TransCanada PipeLines Limited (une filiale de TC Énergie).

- ~ Fondée en 1980, TQM exploite depuis 1982 un réseau d'infrastructures dédiées au transport du gaz naturel au Québec.
- ~ Réglementée par l'Office national de l'énergie.
- ~ Transporte du gaz naturel vers 31 postes de livraison liés au réseau d'Énergir et vers les États-Unis.
- ~ Présente sur le territoire de 75 municipalités.
- ~ Depuis sa fondation, TQM transporte du gaz naturel de façon efficace, fiable et sécuritaire.



Annexe 13-1

Politique de consultation des Autochtones de TQM



La Politique sur les relations avec les Autochtones de Gazoduc TQM

Gazoduc TQM construit et exploite un réseau de transport de gaz naturel au Québec qui se trouve à proximité des communautés autochtones. Gazoduc TQM est consciente que ces collectivités peuvent être affectées par son réseau.

L'entreprise est d'avis qu'en établissant et en tenant à jour les communautés autochtones, il sera possible à la fois pour le pour réaliser leurs intérêts communautaires et commerciaux respectifs.

La Politique sur les relations avec les Autochtones de Gazoduc TQM repose sur trois principes : communication, consultation et engagement.

Gazoduc TQM considère donc qu'il est important de le faire :

- initier et maintenir une communication régulière tout au long de la vie d'un projet ;
- consulter les collectivités autochtones touchées par un projet de Gazoduc TQM
- respecter ses engagements.

Gazoduc TQM croit que sa politique sur les relations avec les Autochtones doit être assez souple pour permettre à l'entreprise d'aborder les enjeux sociaux, économiques et juridiques des communautés qu'elle a un impact.

L'entreprise respecte la diversité des cultures autochtones, l'esprit d'entreprise et les valeurs de l'entreprise, les droits constitutionnels des peuples autochtones et leur relation avec le territoire.