

Rapport de gestion

Le 12 février 2015

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 2014.

Le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés comparatifs audités et des notes y afférentes de l'exercice clos le 31 décembre 2014, qui ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR »).

Table des matières

AU SUJET DE LA PRÉSENTE PUBLICATION	22
AU SUJET DE LA SOCIÉTÉ	26
• Trois entreprises essentielles	26
• Notre stratégie	29
• Programme d'investissement	30
• Points saillants des résultats financiers de 2014	31
• Perspectives	37
GAZODUCS	39
PIPELINES DE LIQUIDES	59
ÉNERGIE	71
SIÈGE SOCIAL	95
SITUATION FINANCIÈRE	98
AUTRES RENSEIGNEMENTS	107
• Risques et gestion des risques	107
• Contrôles et procédures	114
• Attestations du chef de la direction et du chef des finances	115
• Estimations comptables critiques	115
• Instruments financiers	118
• Modifications comptables	121
• Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR	123
• Résultats trimestriels	125
• Points saillants des résultats du quatrième trimestre de 2014	127
GLOSSAIRE	132

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 132.

Tous les renseignements sont en date du 12 février 2015 et tous les montants sont 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 peuvent inclure des renseignements portant notamment sur :

- les perspectives commerciales;
- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes ou les prévisions 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;
- les coûts prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les calendriers prévus dans le cas des projets planifiés (notamment les dates prévues pour la construction et l'achèvement des travaux);
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus;
- l'incidence prévue des résultats des processus de réglementation;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations et les obligations contractuelles;
- les projections relatives aux résultats financiers et aux résultats d'exploitation;
- 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 taux d'inflation, le prix des produits de base et les prix de capacité;
- le moment des opérations de financement et de couverture;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- les taux de change;
- les taux d'intérêt;

- les taux d'imposition;
- 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;
- l'accès aux marchés financiers;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement;
- les acquisitions et les désinvestissements.

Risques et incertitudes

- notre capacité de mettre en œuvre nos initiatives stratégiques;
- la question de savoir si nos initiatives stratégiques donneront les résultats escomptés;
- le rendement en matière d'exploitation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- la capacité vendue et les prix obtenus par notre entreprise pipelinrière;
- la disponibilité et le prix des produits énergétiques;
- le montant des paiements de capacité et les produits tirés du secteur de l'énergie;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations;
- les fluctuations du prix des produits de base du marché;
- les changements sur le plan de la situation politique;
- les modifications apportées aux lois et règlements dans le domaine de l'environnement et dans d'autres domaines;
- les facteurs liés à la concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux;
- l'accès aux marchés financiers;
- les taux d'intérêt et de change;
- les conditions météorologiques;
- la cybersécurité;
- les innovations technologiques;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, le lecteur est prié de consulter les rapports déposés auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission (« 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

Pour obtenir des renseignements sur d'autres données financières consolidées de TransCanada pour les cinq derniers exercices, voir la rubrique « Renseignements complémentaires » qui commence à la page 201.

Il est également possible d'obtenir de plus amples renseignements sur TransCanada dans la notice annuelle et 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;
- BAIL;
- fonds provenant de l'exploitation;
- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- BAIIA comparable;
- BAIL comparable;
- amortissement comparable;
- intérêts débiteurs comparables;
- intérêts créditeurs et autres comparables;
- charge d'impôts comparable.

Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis, et elles pourraient donc ne pas être semblables aux mesures présentées par d'autres entités.

BAIIA et BAIL

Le BAIIA sert à évaluer de manière approximative les flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les impôts. Il mesure le bénéfice avant la déduction des charges financières, des impôts sur le bénéfice, de l'amortissement, du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle et des dividendes sur les actions privilégiées et il inclut le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Le BAIL mesure le bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'une mesure utile pour évaluer la performance et d'un outil efficace pour évaluer les tendances dans chaque secteur puisqu'il est l'équivalent de notre bénéfice sectoriel.

Fonds provenant de l'exploitation

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. Voir la rubrique intitulée « Situation financière » pour un rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées à l'exploitation.

Mesures comparables

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. 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.

Mesure comparable	Mesure initiale
résultat comparable	bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net par action ordinaire
BAlIA comparable	BAlIA
BAll comparable	bénéfice sectoriel
amortissement comparable	amortissement
intérêts débiteurs comparables	intérêts débiteurs
intérêts créditeurs et autres comparables	intérêts créditeurs et autres
charge d'impôts comparable	charge d'impôts

Toute décision d'exclure un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Il peut s'agir notamment :

- de certains ajustements de la juste valeur touchant des activités de gestion des risques;
- de remboursements et d'ajustements d'impôts sur le bénéfice;
- de gains ou de pertes à la vente d'actifs;
- de règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles et de règlements dans le cadre de faillites;
- de l'incidence de décisions rendues par des organismes de réglementation ou de règlements d'arbitrage portant sur le résultat d'exercices précédents;
- de réductions de valeur d'actifs et d'investissements.

Nous excluons du calcul du résultat comparable 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 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 variations non réalisées de la juste valeur 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.

Au sujet de la société

Forte d'une expérience de plus de 60 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 divisons nos activités en trois secteurs : les gazoducs, les pipelines de liquides et l'énergie. Nous comptons aussi un secteur qui n'est pas lié à l'exploitation et qui regroupe des fonctions administratives et intégrées visant à appuyer les secteurs d'exploitation et à en assurer la gouvernance.

Notre portefeuille d'actifs énergétiques de 59 milliards de dollars permet de répondre aux besoins de gens qui se fient à nous pour les approvisionner chaque jour en électricité de manière sécuritaire et fiable. Nous menons nos activités d'exploitation dans sept provinces canadiennes, dans 35 États américains et au Mexique.

Gazoducs

Gazoducs au Canada

1 Réseau de NGTL	—
2 Réseau principal au Canada	—
3 Foothills	—
4 TransQuébec & Maritimes (« TQM »)	—

Gazoducs aux États-Unis

5 Pipeline d'ANR	—
5a Stockage de gaz naturel réglementé d'ANR	🔥
6 Bison	—
7 Gas Transmission Northwest (« GTN »)	—
8 Great Lakes	—
9 Iroquois	—
10 North Baja	—
11 Northern Border	—
12 Portland	—
13 Tuscarora	—
14 TC Offshore	—

Gazoducs au Mexique

15 Guadalajara	—
16 Tamazunchale	—

En construction

17 Gazoduc de Mazatlan	---
18 Gazoduc de Topolobampo	---

En cours d'aménagement

19 Gazoduc de GNL de l'Alaska
20 Coastal GasLink
21 Projet de transport de gaz de Prince Rupert
22 Réseau principal North Montney
23 Canalisation principale Merrick
24 Réseau principal de l'Est

Pipelines de liquides

Pipelines canado-américains

25 Réseau d'oléoducs Keystone	—
26 Cushing Marketlink	●

En construction

27 Latéral de Houston	---
28 Terminal de Houston	●
29 Terminal de Keystone à Hardisty	●

30 Pipeline Grand Rapids	---
31 Pipeline Northern Courier	---

En cours d'aménagement

32 Bakken Marketlink	●
33 Keystone XL
34 Pipeline Heartland
35 Terminaux de TC	●
36 Oléoduc Énergie Est
37 Pipeline Upland

Énergie

Canada – Installations énergétiques de l'Ouest

38 Bear Creek	⚡
39 Carseland	⚡
40 Coolidge ¹	⚡
41 Mackay River	⚡
42 Redwater	⚡
43 CAE de Sheerness	🏠
44 CAE de Sundance A	🏠
44 CAE de Sundance B	🏠

Canada – Installations énergétiques de l'Est

45 Bécancour	⚡
46 Cartier énergie éolienne	🌬️
47 Grandview	⚡
48 Halton Hills	⚡
49 Portlands Energy	⚡
50 Énergie solaire en Ontario (8 centrales)	☀️

Bruce Power

51 Bruce A	🏠
51 Bruce B	🏠

Installations énergétiques aux États-Unis

52 Parc éolien de Kibby	🌬️
53 Ocean State Power	⚡
54 Ravenswood	⚡
55 TC Hydro	🌊

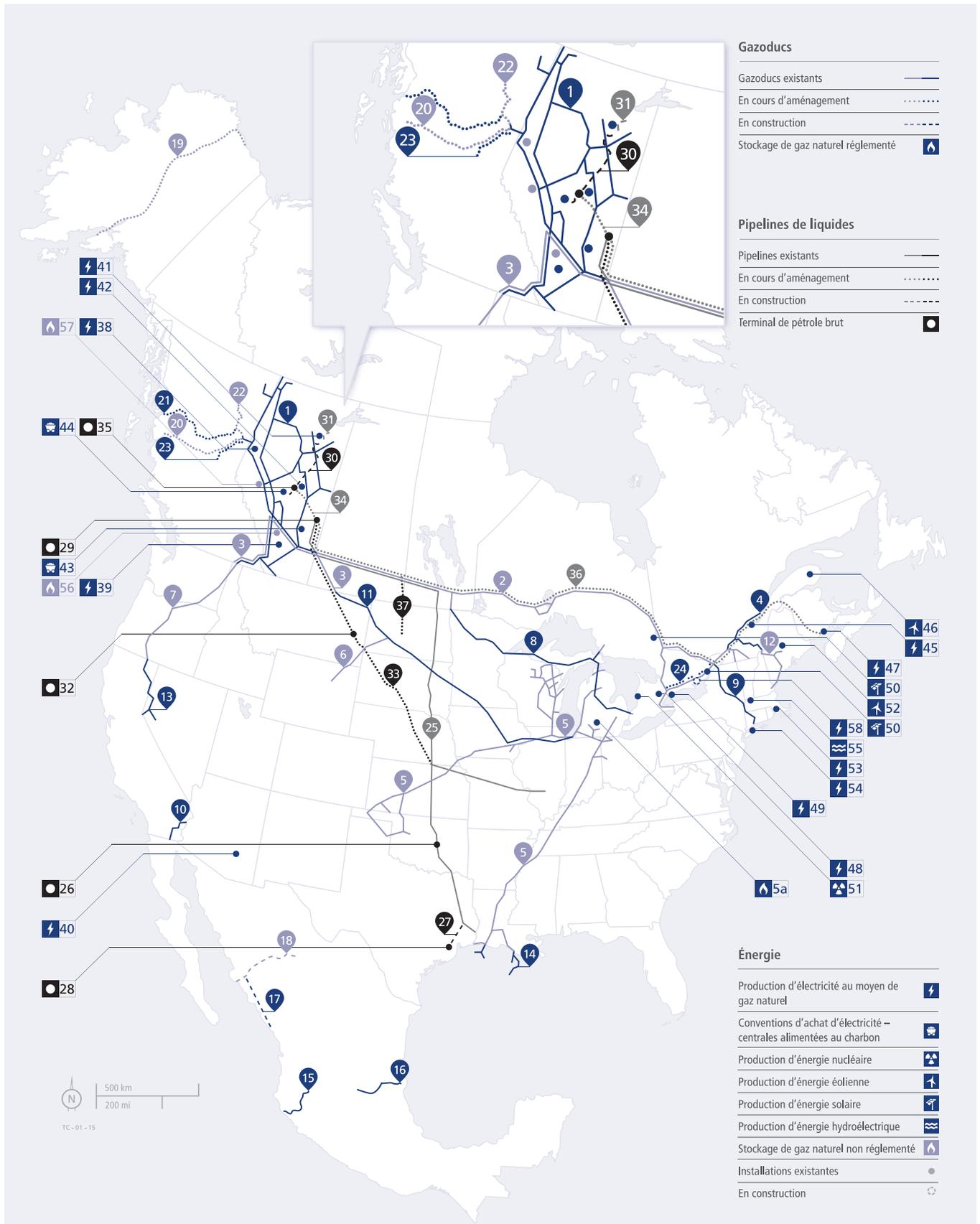
Stockage de gaz naturel non réglementé

56 CrossAlta	🔥
57 Edson	🔥

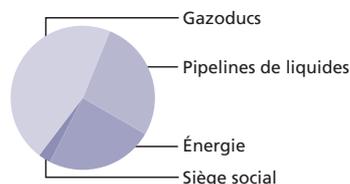
En construction

58 Napanee	⚡
------------	---

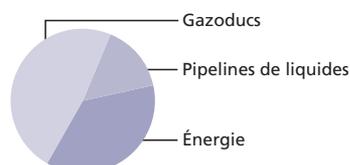
¹ Centrale située en Arizona, dont les résultats font partie du secteur Canada – Installations énergétiques de l'Ouest



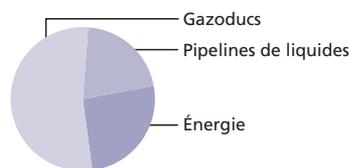
aux 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013
Total de l'actif		
Gazoducs	27 103	25 165
Pipelines de liquides	16 116	13 253
Énergie	14 197	13 747
Siège social	1 531	1 733
	58 947	53 898



exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013
Total des produits		
Gazoducs	4 913	4 497
Pipelines de liquides	1 547	1 124
Énergie	3 725	3 176
	10 185	8 797

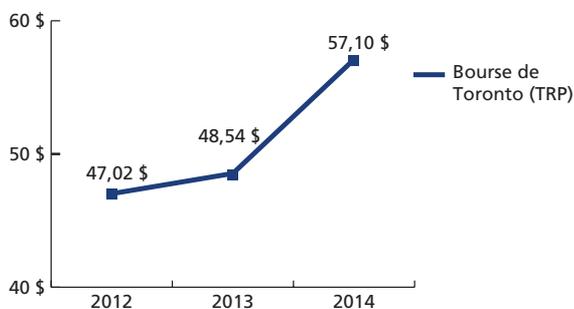


exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013
Bénéfice sectoriel		
Gazoducs	2 187	1 881
Pipelines de liquides	843	603
Énergie	1 051	1 113
Siège social	(150)	(124)
	3 931	3 473



Cours de l'action ordinaire

aux 31 décembre



Actions ordinaires en circulation – moyenne

(millions)

2014	708
2013	707
2012	705

Au 9 février 2015 Actions ordinaires

Émises et en circulation

709 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	14 millions	Actions privilégiées de série 4
Série 5	14 millions	Actions privilégiées de série 6
Série 7	24 millions	Actions privilégiées de série 8
Série 9	18 millions	Actions privilégiées de série 10

Options permettant d'acheter des actions ordinaires

En circulation

8 millions

Pouvant être exercées

5 millions

NOTRE STRATÉGIE

Nos infrastructures énergétiques regroupent des actifs pipeliniers et énergétiques 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 de la stratégie

1 Maximiser la valeur de nos infrastructures énergétiques et positions commerciales tout au long de leur cycle de vie

Aperçu de la stratégie

- 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 longue durée de vie 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 et des conventions commerciales à plus court terme à des clients de gros et à la demande 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

Aperçu de la stratégie

- Nous développons des projets de grande qualité à long terme dans le cadre de notre programme d'investissement actuel de 46 milliards de dollars, composé de 12 milliards de dollars destinés à des projets à court terme et de 34 milliards de dollars destinés à des projets à moyen et long terme. L'apport de ces projets aux résultats devrait s'accroître à court, moyen et long terme au fur et à mesure de leur mise en service.
- Notre expertise en matière de gestion des risques liés à la construction et de maximisation de la productivité des investissements assure une attention vigilante à la qualité, au coût et au calendrier et, de ce fait, permet d'offrir aux clients un service supérieur et un 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 de construction et d'intégration de nouvelles installations énergétiques et pipeliniers.
- Nos investissements accrus dans des centrales alimentées au gaz naturel, à l'énergie nucléaire, à l'énergie éolienne, à l'énergie hydraulique et à l'énergie solaire témoignent de notre engagement à l'égard de l'énergie propre et durable.

3 Entretenir un portefeuille axé sur des possibilités de mise en valeur de grande qualité

Aperçu de la stratégie

- Nous nous concentrons sur des projets de croissance des secteurs pipelinier et énergétique dans les régions névralgiques de l'Amérique du Nord.
- Nous évaluons les occasions d'acquiescer et d'aménager des infrastructures énergétiques qui cadrent avec notre portefeuille actuel et qui permettent d'accéder à de nouvelles régions d'approvisionnement et à de nouveaux marchés intéressants.
- 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.

4 Maximiser notre capacité concurrentielle

Aperçu de la stratégie

- Nous cherchons constamment à rehausser notre capacité concurrentielle pour offrir une valeur actionnariale maximale à court, moyen et long terme.

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 des activités d'exploitation et de l'investissement de capitaux.

- Leadership fort – Envergure, présence, compétences en exploitation et en élaboration de stratégies, expertise en matière de soutien financier, juridique, commercial et réglementaire.
- Portefeuille de grande qualité – Un modèle commercial à faibles risques sert à maximiser la valeur des actifs et des positions commerciales tout au long de leur cycle de vie.
- Discipline rigoureuse – Niveau élevé de compétences en conception, construction et exploitation d'infrastructures énergétiques; priorité à l'excellence opérationnelle; valeurs fondamentales dominées par un engagement envers la santé, la sécurité et la protection de l'environnement.
- Position financière – Excellente réputation de société à la performance financière soutenue ainsi qu'à la stabilité financière et à la 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; société en commandite principale stable et croissante qui complète notre programme de financement; capacité de maintien de l'équilibre des dividendes croissants sur nos actions ordinaires et de la souplesse financière pour financer des programmes d'investissement de pointe 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 la valeur de la société aux actionnaires et aux investisseurs, tant les appréciations de valeur que les risques, afin d'obtenir leur confiance et leur soutien.

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement à long terme. 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 de 12 milliards de dollars destiné à des projets à court terme de petite et moyenne envergure et un montant de 34 milliards de dollars destiné à des projets à moyen et long terme de grande échelle garantis sur le plan commercial. Les montants indiqués ne tiennent pas compte de l'incidence du taux de change et des intérêts capitalisés.

Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts en raison 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.

au 31 décembre 2014 (en milliards de dollars)	Secteur	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Dépenses à ce jour
Projets de petite et moyenne envergure, à court terme				
Latéral et terminal de Houston	Pipelines de liquides	2015	0,6 US	0,4 US
Topolobampo	Gazoducs	2016	1,0 US	0,7 US
Mazatlan	Gazoducs	2016	0,4 US	0,2 US
Grand Rapids ¹	Pipelines de liquides	2016-2017	1,5	0,2
Heartland et terminaux de TC	Pipelines de liquides	2017	0,9	0,1
Northern Courier	Pipelines de liquides	2017	0,9	0,2
Réseau principal au Canada – Autres	Gazoducs	2015-2016	0,5	-
Réseau de NGTL – North Montney	Gazoducs	2016-2017	1,7	0,1
– Installations de 2016-2017	Gazoducs	2016-2017	2,7	-
– Autres	Gazoducs	2015-2016	0,4	0,1
Napanee	Énergie	2017 ou 2018	1,0	0,1
			11,6	2,1
Projets de grande échelle, à moyen et long terme				
Upland	Pipelines de liquides	2018	0,6	-
Projets de Keystone				
Keystone XL ²	Pipelines de liquides	³	8,0 US	2,4 US
Terminal de Keystone à Hardisty	Pipelines de liquides	³	0,3	0,1
Projets Énergie Est				
Énergie Est ⁴	Pipelines de liquides	2018	12,0	0,5
Réseau principal de l'Est	Gazoducs	2017	1,5	-
Projets liés au GNL de la côte Ouest de la Colombie-Britannique				
Coastal GasLink	Gazoducs	2019+	4,8	0,2
Projet de transport de gaz de Prince Rupert	Gazoducs	2019+	5,0	0,3
Réseau de NGTL – Merrick	Gazoducs	2020	1,9	-
			34,1	3,5
			45,7	5,6

¹ Les données correspondent à notre participation de 50 %.

² Le coût estimatif du projet dépend du moment de l'obtention du permis présidentiel.

³ Environ deux ans à partir de la date de réception du permis de Keystone XL.

⁴ Les données ne tiennent pas compte du transfert des actifs gaziers du réseau principal au Canada.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DE 2014

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 opérationnel. Ces mesures, appelées « mesures non conformes aux PCGR », pourraient ne pas être semblables aux mesures présentées par d'autres sociétés.

Points saillants

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 et les fonds provenant de l'exploitation sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 24 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR utilisées par TransCanada et la page 123 pour voir un rapprochement entre ces mesures et leur équivalent selon les PCGR.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2014	2013	2012
Produits	10 185	8 797	8 007
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 743	1 712	1 299
par action ordinaire – de base et dilué	2,46 \$	2,42 \$	1,84 \$
BAIIA comparable	5 521	4 859	4 245
Résultat comparable	1 715	1 584	1 330
par action ordinaire	2,42 \$	2,24 \$	1,89 \$
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Fonds provenant de l'exploitation	4 268	4 000	3 284
(Augmentation) diminution du fonds de roulement	(189)	(326)	287
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	4 079	3 674	3 571
Activités d'investissement			
Dépenses d'investissement – dépenses en immobilisations	3 550	4 264	2 595
Dépenses d'investissement – projets en cours d'aménagement	807	488	3
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	256	163	652
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	241	216	214
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	196	-	-
Bilan			
Total de l'actif	58 947	53 898	48 396
Dette à long terme	24 757	22 865	18 913
Billets subordonnés de rang inférieur	1 160	1 063	994
Actions privilégiées	2 255	1 813	1 224
Participations sans contrôle	1 583	1 611	1 425
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	16 815	16 712	15 687
Dividendes déclarés			
par action ordinaire	1,92 \$	1,84 \$	1,76 \$
par action privilégiée de série 1	1,15 \$	1,15 \$	1,15 \$
par action privilégiée de série 3	1,00 \$	1,00 \$	1,00 \$
par action privilégiée de série 5	1,10 \$	1,10 \$	1,10 \$
par action privilégiée de série 7	1,00 \$	0,91 \$	-
par action privilégiée de série 9 ¹	1,09 \$	-	-

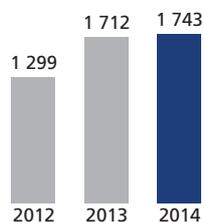
¹ Émission du 20 janvier 2014.

Résultats consolidés

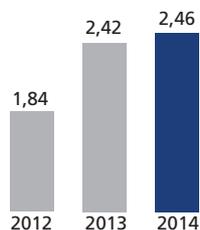
exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2014	2013	2012
Bénéfice sectoriel			
Gazoducs	2 187	1 881	1 808
Pipelines de liquides	843	603	553
Énergie	1 051	1 113	579
Siège social	(150)	(124)	(111)
Total du bénéfice sectoriel	3 931	3 473	2 829
Intérêts débiteurs	(1 198)	(985)	(976)
Intérêts créditeurs et autres	91	34	85
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	2 824	2 522	1 938
Charge d'impôts	(831)	(611)	(466)
Bénéfice net	1 993	1 911	1 472
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(153)	(125)	(118)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 840	1 786	1 354
Dividendes sur les actions privilégiées	(97)	(74)	(55)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 743	1 712	1 299
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	2,46 \$	2,42 \$	1,84 \$

Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires

Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



Bénéfice net par action – de base
exercices clos les 31 décembre
(en dollars)



Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires en 2014 se chiffrait à 1 743 millions de dollars (1 712 millions de dollars en 2013; 1 299 millions de dollars en 2012). Les postes particuliers qui suivent ont été constatés dans le bénéfice net entre 2012 et 2014 :

2014

- un gain de 99 millions de dollars après les impôts sur la vente de Cancarb Limited et de son installation connexe de production d'électricité;
- une perte nette de 32 millions de dollars après les impôts découlant du paiement de résiliation à Niska Gas Storage pour la renégociation d'un contrat;
- un gain de 8 millions de dollars après les impôts à la suite de la vente de notre participation de 30 % dans Gas Pacifico/INNERGY.

2013

- l'inscription en 2013 d'un bénéfice net de 84 millions de dollars lié aux résultats de 2012 découlant de la décision rendue en 2013 par l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») sur la proposition de restructuration du réseau au Canada (« décision de 2013 de l'ONÉ »);
- un ajustement favorable des impôts sur le bénéfice de 25 millions de dollars en raison de la mise en vigueur d'une loi fiscale fédérale canadienne liée à l'impôt de la Partie VI.1.

2012

- une charge de 15 millions de dollars après les impôts à la suite de la décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A. Cette charge a été constatée au deuxième trimestre de 2012, mais relativement à des montants initialement comptabilisés au quatrième trimestre de 2011.

Les postes traités ci-dessus ont été retranchés du résultat comparable pour les périodes pertinentes. Certains ajustements de la juste valeur non réalisée liés aux activités de gestion des risques sont également exclus du résultat comparable. Le solde du bénéfice net est l'équivalent du résultat comparable. 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

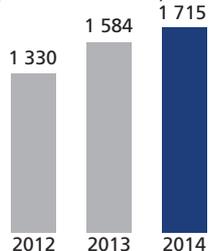
exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2014	2013	2012
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 743	1 712	1 299
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Gain à la vente de Cancarb	(99)	-	-
Résiliation du contrat avec Niska	32	-	-
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	(8)	-	-
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	(84)	-
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	-	(25)	-
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	-	15
Activités de gestion des risques ¹	47	(19)	16
Résultat comparable	1 715	1 584	1 330
Bénéfice net par action ordinaire	2,46 \$	2,42 \$	1,84 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Gain à la vente de Cancarb	(0,14)	-	-
Résiliation du contrat avec Niska	0,04	-	-
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	(0,01)	-	-
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	(0,12)	-
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	-	(0,04)	-
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	-	0,02
Activités de gestion des risques ¹	0,07	(0,02)	0,03
Résultat comparable par action	2,42 \$	2,24 \$	1,89 \$

¹

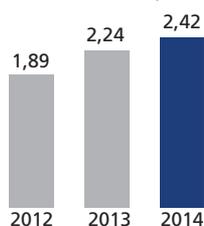
exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Installations énergétiques au Canada	(11)	(4)	4
Installations énergétiques aux États-Unis	(55)	50	(1)
Stockage de gaz naturel	13	(2)	(24)
Change	(21)	(9)	(1)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	27	(16)	6
Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	(47)	19	(16)

Résultat comparable

Résultat comparable
exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



Résultat comparable par action
exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



En 2014, le résultat comparable a progressé de 131 millions de dollars (hausse de 0,18 \$ par action) par rapport à 2013.

L'augmentation du résultat comparable s'explique principalement par :

- le bénéfice supplémentaire découlant du prolongement du réseau d'oléoducs Keystone sur la côte du golfe, qui a été mis en service en janvier 2014;
- l'augmentation des intérêts débiteurs provenant d'émissions de titres d'emprunt et une baisse des intérêts capitalisés en raison des projets mis en service;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix réalisés pour l'électricité;
- le résultat supérieur du prolongement de Tamazunchale qui a été mis en service en 2014;
- l'augmentation du résultat attribuable aux gazoducs aux États-Unis en raison de la hausse des produits tirés du transport dans le cas de Great Lakes par suite des basses températures hivernales et de la demande accrue partiellement annulées par l'affaiblissement de l'apport de GTN et de Bison à la suite de la réduction de notre participation active en juillet 2013 (GTN et Bison) et en octobre 2014 (Bison);
- le résultat supérieur du secteur de l'électricité aux États-Unis, en raison surtout de la hausse des prix de capacité réalisés dans la région de New York et de l'accroissement de la production des installations hydroélectriques situées dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre;
- le relèvement du résultat dégagé par le réseau principal au Canada en raison de l'accroissement des revenus incitatifs;
- le résultat supplémentaire des installations énergétiques de l'Est principalement attribuable aux installations d'énergie solaire acquises en 2013 et en 2014.

En 2013, le résultat comparable a progressé de 254 millions de dollars (hausse de 0,35 \$ par action) par rapport à 2012.

L'augmentation du résultat comparable est attribuable à :

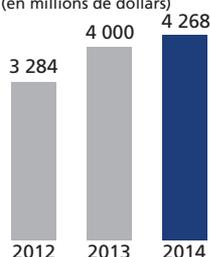
- la hausse de la quote-part du bénéfice de Bruce Power en raison du résultat supplémentaire des réacteurs 1 et 2 et de la diminution du nombre prévu de jours d'arrêt d'exploitation du réacteur 4;
- le résultat supérieur du réseau principal au Canada en raison d'un taux de rendement du capital-actions ordinaire (« RCA ») plus élevé en 2013 (11,50 %) qu'en 2012 (8,08 %), à la suite de la décision de 2013 de l'ONÉ;
- le résultat supérieur des installations énergétiques aux États-Unis découlant de la hausse des prix de capacité de New York et des prix réalisés pour l'électricité;
- le résultat plus élevé du réseau de NGTL compte tenu du relèvement de la base d'investissement et des incidences du règlement de NGTL pour 2013-2014 approuvé par l'ONÉ en novembre 2013;
- le relèvement du résultat du réseau d'oléoducs Keystone, en raison surtout de la hausse des volumes;
- le résultat plus élevé des installations énergétiques de l'Ouest en raison d'une augmentation des volumes achetés dans le cadre de CAE;
- l'apport inférieur des gazoducs aux États-Unis en raison d'une diminution du résultat d'ANR et de Great Lakes.

Flux de trésorerie

Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation affichent une progression de 7 % pour l'exercice à l'étude, comparativement à l'exercice précédent, essentiellement pour les mêmes raisons que celles expliquant l'augmentation du résultat comparable décrites ci-dessus.

Fonds provenant de l'exploitation
exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



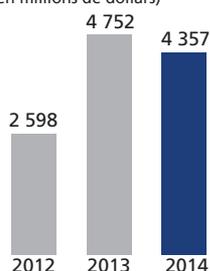
Fonds liés aux activités d'investissement

Dépenses d'investissement¹

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Gazoducs	2 136	2 021	1 389
Pipelines de liquides	1 969	2 529	1 148
Énergie	206	152	24
Siège social	46	50	37
	4 357	4 752	2 598

¹ Les dépenses d'investissement s'entendent des dépenses en immobilisations et des projets d'investissement en cours d'aménagement.

Dépenses d'investissement
exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



Nous avons investi 4,4 milliards de dollars en projets d'investissement en 2014 dans le cadre de notre programme d'investissement continu, ce qui concorde avec les perspectives révisées de notre rapport du troisième trimestre de 2014 présenté aux actionnaires. Le programme d'investissement est une composante clé de la stratégie visant à optimiser la valeur des actifs existants et à aménager de nouveaux actifs complémentaires dans des régions à forte demande qui devraient produire un résultat et des flux de trésorerie stables et prévisibles ainsi qu'à maximiser le rendement aux actionnaires pendant les prochaines années.

Participations comptabilisées à la valeur de consolidation et acquisitions

En 2014, nous avons investi 256 millions de dollars dans nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation principalement liées à la construction de Grand Rapids. Nous avons aussi investi 241 millions de

dollars pour l'acquisition de quatre installations d'énergie solaire supplémentaires de Canadian Solar Solutions Inc.

Bilan

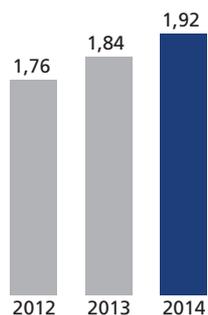
Nous continuons de maintenir un bilan solide tout en accroissant le total de nos actifs de 10,6 milliards de dollars depuis 2012. Au 31 décembre 2014, le capital-actions ordinaire comptait pour 38 % de la structure du capital (40 % en 2013). Consulter la page 99 pour un complément d'information sur notre structure de capital.

Dividendes

Nous avons majoré de 8 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,52 \$ par action pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2015, ce qui correspond à un dividende annuel de 2,08 \$ par action. Il s'agit du 15^e exercice consécutif au cours duquel le dividende sur les actions ordinaires a été majoré.

Dividende déclaré par action

exercices clos les 31 décembre



Régime de réinvestissement des dividendes

Selon les dispositions du régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »), les porteurs admissibles d'actions ordinaires ou privilégiées de TransCanada peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements au comptant facultatifs pour acheter d'autres actions ordinaires de TransCanada.

Dividende trimestriel sur les actions ordinaires

0,52 \$ par action ordinaire (pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2015)

Dividendes annuels sur les actions privilégiées

Série 1 0,82 \$¹

Série 2 0,69 \$²

Série 3 1,00 \$

Série 5 1,10 \$

Série 7 1,00 \$

Série 9 1,06 \$

¹ En décembre 2014, 12,5 millions d'actions privilégiées de série 1 ont été converties en des actions privilégiées de série 2. Voir la rubrique intitulée « Situation financière » pour plus d'information.

² Montant annualisé de la première période de taux trimestriel variable étant donné que le taux variable sera ajusté chaque trimestre. Voir la rubrique intitulée « Situation financière » pour plus d'information.

Dividendes en trésorerie

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Actions ordinaires	1 345	1 285	1 226
Actions privilégiées	94	71	55

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.

PERSPECTIVES

Résultat

Nous nous attendons à ce que le résultat de 2015 soit supérieur à celui de 2014, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- l'augmentation de la base d'investissement moyenne pour le réseau de NGTL;
- le résultat supplémentaire provenant des installations d'énergie solaire acquises en 2014 et l'accroissement des produits contractuels de Bécancour;
- le relèvement prévu des marges nettes et de la production provenant des installations énergétiques aux États-Unis;
- le résultat prévu associé à l'accroissement des contrats pour ANR;
- le recul du résultat du réseau principal au Canada en raison de la demande visant les droits et le tarif pour la période 2015-2030;
- la baisse de la quote-part du bénéfice de Bruce Power en raison d'une hausse des activités d'entretien prévues et des coûts d'exploitation plus élevés;
- la diminution des prix de l'électricité en Alberta et l'apport inférieur de nos activités de stockage de gaz naturel.

Les résultats seront également touchés par d'autres éléments du secteur du siège social, y compris la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction dans le contexte d'une croissance continue et des investissements effectués principalement dans Topolobampo, Mazatlan, le réseau de NGTL et le projet Énergie Est.

Les résultats de nos activités aux États-Unis sont assujettis aux fluctuations des taux de change, lesquelles sont elles-mêmes contrebalancées en grande partie par les intérêts débiteurs sur nos titres d'emprunt libellés en dollars US et par les activités de couverture comptabilisées dans le secteur du siège social.

Gazoducs

Les décisions de réglementation, et le moment où elles sont rendues, ont une incidence sur le résultat du secteur des gazoducs. Le résultat subit aussi les effets de la conjoncture, laquelle a une incidence sur la demande et sur les tarifs obtenus pour nos services.

Le résultat tiré du réseau principal au Canada devrait être plus faible en 2015 principalement en raison de la demande visant les droits et le tarif pour la période 2015-2030 approuvée par l'ONÉ en novembre 2014. Ce résultat inférieur devrait être largement compensé par la croissance de la base d'investissement du réseau de NGTL à mesure que de nouvelles sources d'approvisionnement gazier provenant du Nord-Est de la Colombie-Britannique et de l'Ouest de l'Alberta seront reliées au réseau et que nous continuerons de répondre à la demande croissante dans le marché des sables bitumineux dans le Nord-Est de l'Alberta.

Le résultat tiré des gazoducs aux États-Unis et à l'étranger devrait progresser en 2015 principalement en raison de nouveaux contrats à long terme pour ANR provenant des gisements de schiste d'Utica et de Marcellus.

Le résultat découlant de nos activités pipelinières existantes au Mexique devrait être comparable à celui de 2014.

Pipelines de liquides

En 2015, le résultat du secteur des pipelines de liquides ne devrait pas être sensiblement différent de celui de 2014. Nous continuons de rechercher d'autres gains d'efficacité opérationnelle qui permettraient, en fonction de la demande du marché, d'améliorer la capacité et les débits sur le réseau d'oléoducs Keystone.

Au fil du temps, le résultat du secteur des pipelines de liquides augmentera à mesure que les projets en cours d'aménagement sont mis en service.

Énergie

Le résultat du secteur de l'énergie est généralement maximisé grâce au maintien et à l'optimisation de l'exploitation de nos centrales électriques et de diverses activités de commercialisation. Bien qu'une grande partie de la production de ce secteur soit vendue au moyen de contrats à long terme, la production qui fait l'objet de

contrats à plus court terme ou qui est vendue au comptant continuera de subir les effets des fluctuations des prix des produits de base.

Le résultat des installations énergétiques de l'Ouest devrait afficher un recul en 2015 en raison de l'évolution des conditions du marché. Malgré la demande soutenue d'alimentation robuste en Alberta, à l'exclusion des défis d'approvisionnement du marché, de nouveaux approvisionnements en 2015 devraient exercer une pression à la baisse sur les prix sur le marché au comptant.

Le résultat des installations énergétiques de l'Est devrait se raffermir en 2015 en raison d'une année complète d'exploitation des actifs d'énergie solaire supplémentaires acquis en 2014 ainsi que de l'accroissement des produits contractuels de Bécancour.

Nous nous attendons à ce que la quote-part du bénéfice de Bruce Power soit plus basse en raison principalement de la hausse des activités d'entretien prévues et des coûts d'exploitation.

Le résultat des installations énergétiques aux États-Unis devrait être plus élevé compte tenu de l'augmentation des marges nettes sur l'énergie et de la production, hausse contrée par le recul des prix de capacité de Ravenswood en raison de l'arrivée de nouvelles sources d'approvisionnement sur le marché en 2015.

Selon toute attente, le résultat du secteur du gaz naturel sera légèrement inférieur en 2015, compte tenu des moindres possibilités de réaliser des gains à court terme sur le cycle de stockage comparables aux gains réalisés durant les périodes de volatilité extrême en 2014.

Dépenses d'investissement consolidées et participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Nous prévoyons consacrer environ 6 milliards de dollars en 2015 à des projets d'investissement nouveaux ou en cours. Les dépenses d'investissement de 2015 concernent les projets de gazoducs, y compris l'expansion du réseau de NGTL, le réseau principal au Canada, Topolobampo et Mazatlan; les projets de pipelines de liquides, y compris Grand Rapids, Northern Courier, Énergie Est et Heartland; et les projets énergétiques, y compris celui de Napanee.

Gazoducs

Notre réseau de gazoducs livre du gaz naturel à des sociétés de distribution locales, des installations de production d'électricité et d'autres entreprises au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Parce qu'il relie de grands bassins d'approvisionnement gazier aux marchés, nous sommes en mesure de répondre chaque jour à plus de 80 % de la demande canadienne et à environ 15 % de la demande américaine par l'entremise de :

- gazoducs détenus en propriété exclusive (57 000 km ou 35 500 milles);
- gazoducs détenus partiellement (11 000 km ou 6 600 milles).

Nous détenons en outre au Michigan des installations de stockage de gaz naturel réglementées d'une capacité totale de 250 milliards de pieds cubes (« Gpi³ »), ce qui fait de nous l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes en Amérique du Nord.

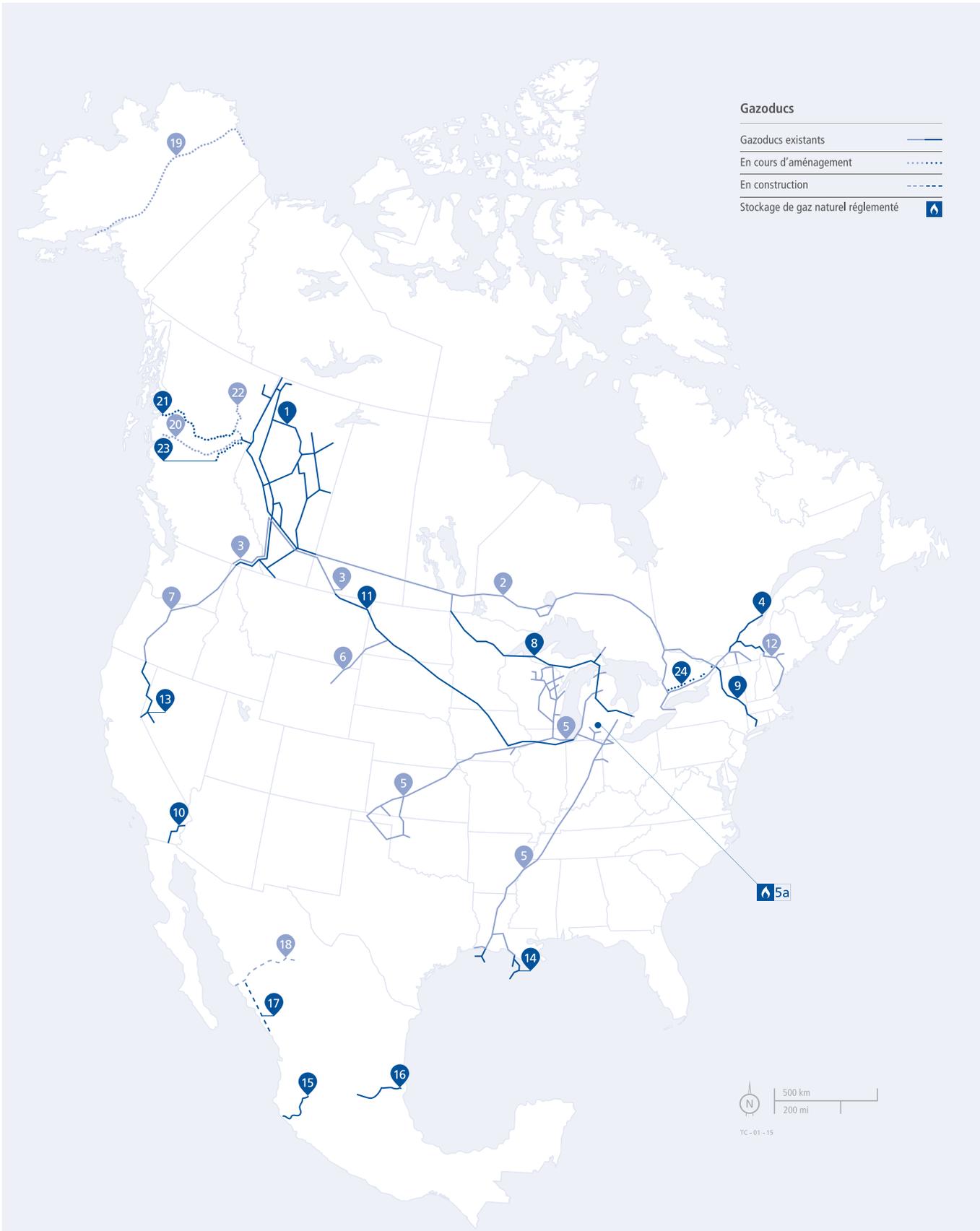
Coup d'œil sur la stratégie

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 :

- de nouvelles possibilités d'aménagement, par exemple une infrastructure d'exportation de gaz naturel liquéfié (« GNL ») à partir de la côte Ouest du Canada et du golfe du Mexique;
- l'aménagement de nouveaux gazoducs au Mexique;
- le raccordement des gazoducs à de nouveaux approvisionnements de gaz de schiste et autres au Canada et aux États-Unis;
- le raccordement à des marchés nouveaux et en plein essor.

Toutes ces activités jouent un rôle critique pour répondre aux besoins de transport pour l'offre et la demande gazières en Amérique du Nord.



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 24 525 km (15 239 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 14 114 km (8 770 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 ») 572 km (355 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 relier au réseau de Portland, dans le Nord-Est des États-Unis.	50 %
Gazoducs aux États-Unis			
5	Pipeline d'ANR 15 109 km (9 388 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel des bassins d'approvisionnement vers les marchés du Midwest et au sud, vers le golfe du Mexique.	100 %
5a	Stockage d'ANR 250 Gpi ³	Installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées au Michigan.	
6	Bison 487 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 28,3 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	28,3 %
7	Gas Transmission Northwest (« GTN ») 2 178 km (1 353 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 49,8 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 30 % et de notre participation de 28,3 % dans TC PipeLines, LP.	49,8 %
8	Great Lakes 3 404 km (2 115 milles)	Réseau gazier qui est relié au réseau principal au Canada près d'Emerson, au Manitoba, et 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 66,7 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 53,6 % et de notre participation de 28,3 % dans TC PipeLines, LP.	66,77 %
9	Iroquois 666 km (414 milles)	Réseau qui se raccorde au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York, et alimente en gaz naturel des clients du Nord-Est des États-Unis.	44,5 %
10	North Baja 138 km (86 milles)	Réseau de transport gazier entre l'Arizona et la Californie, avant de se raccorder 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 28,3 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	28,3 %
11	Northern Border 2 265 km (1 407 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du BSOC et des Rocheuses à destination des marchés du Midwest américain et se raccorde à Foothills et à Bison. Nous détenons une participation effective de 14,2 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 28,3 % dans TC PipeLines, LP.	14,2 %

	longueur	description	participation effective
12 Portland	474 km (295 milles)	Pipeline 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.	61,7 %
13 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 28,3 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	28,3 %
14 TC Offshore	958 km (595 milles)	Réseau qui recueille et transporte du gaz naturel dans le golfe du Mexique à l'aide de pipelines sous-marins et de sept plateformes extracôtières pour se raccorder en Louisiane à notre réseau de pipeline d'ANR.	100 %
Gazoducs au Mexique			
15 Guadalajara	310 km (193 milles)	Gazoduc qui relie Manzanillo, dans l'État de Colima, à Guadalajara, dans l'État de Jalisco.	100 %
16 Tamazunchale	365 km (227 milles)	Gazoduc qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, dans le centre-est du Mexique, à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosí et jusqu'à El Sauz, dans l'État de Querétaro.	100 %
En construction			
17 Gazoduc de Mazatlan	413 km (257 milles)	Gazoduc qui assure la livraison de gaz naturel d'El Oro à Mazatlan, dans l'État de Sinaloa au Mexique. Sera raccordé au gazoduc Topolobampo à El Oro.	100 %
18 Gazoduc de Topolobampo	530 km (329 milles)	Gazoduc de transport depuis des points de raccordement avec des gazoducs d'autres entreprises situés à El Oro, dans l'État de Sinaloa, et El Encino, dans l'État de Chihuahua, jusqu'à Topolobampo, dans l'État de Sinaloa.	100 %
En cours d'aménagement			
19 Gazoduc de GNL de l'Alaska	1 448 km* (900 milles)	Aménagement d'un gazoduc entre Prudhoe Bay et des installations de GNL à Nikiski, en Alaska.	25 %
20 Coastal GasLink	670 km* (416 milles)	Gazoduc visant le transport de gaz naturel de la zone productrice de Montney à partir d'un point de raccordement proposé avec le réseau de NGTL près de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, vers les installations proposées de LGN Canada pour l'exportation de GNL, près de Kitimat, également en Colombie-Britannique.	100 %
21 Projet de transport de gaz de Prince Rupert	900 km* (559 milles)	Gazoduc reliant la zone productrice de North Montney à partir d'un point de raccordement prévu au réseau de NGTL près de Fort St. John, en Colombie-Britannique, jusqu'à l'installation d'exportation de GNL proposée de la région du Nord-Ouest des États-Unis bordée par le Pacifique, non loin de Prince Rupert, en Colombie-Britannique.	100 %
22 Réseau principal North Montney	301 km* (187 milles)	Prolongement du réseau de NGTL qui recevra du gaz naturel de la zone productrice de North Montney et qui se raccorde au réseau principal existant de NGTL à Groundbirch et au projet proposé de transport de gaz de Prince Rupert.	100 %
23 Canalisation principale Merrick	260 km* (161 milles)	Réseau qui livre du gaz naturel depuis le réseau principal existant de NGTL à 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 %
24 Réseau principal de l'Est	245 km* (152 milles)	Différents pipelines et postes de compression seront ajoutés dans le triangle de l'Est du réseau principal au Canada pour répondre aux besoins des expéditeurs actuels ainsi qu'aux nouvelles exigences de service garanti à la suite de la conversion de tronçons du réseau principal pour faciliter le projet Énergie Est.	100 %
Installations du réseau de NGTL pour 2016-2017**	540 km* (336 milles)	Programme d'expansion composé de 21 projets intégrés de conduites et de postes de compression et de comptage pour répondre aux demandes de service garanti supplémentaires sur le réseau de NGTL.	100 %
* La longueur de la canalisation est estimative puisque le tracé définitif est en cours de conception.			
** Les installations ne sont pas indiquées sur la carte.			

RÉSULTATS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAI comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (l'équivalent des mesures conformes aux PCGR).

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
BAIIA comparable	3 241	2 852	2 741
Amortissement comparable	(1 063)	(1 013)	(933)
BAI comparable	2 178	1 839	1 808
Postes particuliers :			
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	9	-	-
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	42	-
Bénéfice sectoriel	2 187	1 881	1 808

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs a augmenté en 2014 de 306 millions de dollars comparativement à 2013 et comprenait un gain de 9 millions de dollars lié à la vente de Gas Pacifico/INNERGY en novembre 2014, alors que les résultats de l'exercice clos le 31 décembre 2013 comprenaient un montant de 42 millions de dollars lié à l'incidence, en 2012, de la décision de 2013 de l'ONÉ. Nous avons exclu ces montants de nos calculs du BAI comparable. Le solde du bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs est l'équivalent du BAI comparable qui, ainsi que le BAIIA comparable, sont commentés ci-après.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Gazoducs au Canada			
Réseau principal au Canada	1 334	1 121	994
Réseau de NGTL	856	846	749
Foothills	106	114	120
Autres gazoducs au Canada ¹	22	26	29
BAIIA comparable des gazoducs au Canada	2 318	2 107	1 892
Amortissement comparable	(821)	(790)	(715)
BAI comparable des gazoducs au Canada	1 497	1 317	1 177
Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars US)			
ANR	189	188	254
TC PipeLines, LP ^{1,2}	88	72	74
Great Lakes ³	49	34	62
Autres gazoducs aux États-Unis (Bison ⁴ , GTN ⁵ , Iroquois ¹ , Portland ⁶)	132	183	223
Mexique (Guadalajara, Tamazunchale)	160	100	99
Échelle internationale et autres ^{1,7}	(10)	(4)	5
Participations sans contrôle ⁸	241	186	161
BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	849	759	878
Amortissement comparable	(219)	(217)	(218)
BAI comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	630	542	660
Incidence du change	68	15	-
BAI comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars CA)	698	557	660
BAIIA et BAI comparables découlant de l'expansion des affaires	(17)	(35)	(29)
BAI comparable du secteur des gazoducs	2 178	1 839	1 808
Sommaire			
BAIIA comparable du secteur des gazoducs	3 241	2 852	2 741
Amortissement comparable	(1 063)	(1 013)	(933)
BAI comparable du secteur des gazoducs	2 178	1 839	1 808

¹ Les résultats de TQM, de Northern Border, d'Iroquois, de TransGas et de Gas Pacifico/INNERGY tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice de ces actifs. En novembre 2014, nous avons vendu notre participation dans Gas Pacifico/INNERGY.

² En août 2014, TC PipeLines, LP a instauré son programme d'émission d'actions au cours du marché, ce qui réduira dorénavant notre participation dans TC PipeLines, LP. Le 22 mai 2013, notre participation dans TC PipeLines, LP a été ramenée de 33,3 % à 28,9 %. Le 1^{er} juillet 2013, nous avons vendu 45 % de GTN et de Bison à TC PipeLines, LP. Le 1^{er} octobre 2014, nous avons vendu notre participation résiduelle de 30 % dans Bison à TC PipeLines, LP. Les données ci-après indiquent notre participation dans TC PipeLines, LP et notre participation effective dans Bison, GTN et Great Lakes, par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP, pour les périodes indiquées.

	Pourcentage de participation au			
	1 ^{er} octobre 2014	1 ^{er} juillet 2013	22 mai 2013	1 ^{er} janvier 2012
TC PipeLines, LP	28,3	28,9	28,9	33,3
Participation effective par le truchement de TC PipeLines, LP :				
Bison	28,3	20,2	7,2	8,3
GTN	19,8	20,2	7,2	8,3
Great Lakes	13,1	13,4	13,4	15,5

³ Ces données représentent notre participation directe de 53,6 %. TC PipeLines, LP détient la participation restante de 46,4 %.

⁴ Depuis le 1^{er} octobre 2014, nous n'avons aucune participation directe dans Bison. Notre participation directe antérieure était de 30 % au 1^{er} juillet 2013, de 75 % en mai 2011 et de 100 % avant ces dates.

⁵ Les résultats tiennent compte de notre participation directe de 30 % depuis le 1^{er} juillet 2013. Notre participation directe antérieure était de 75 %.

⁶ Ces données représentent notre participation de 61,7 %.

⁷ Ces données comprennent la quote-part nous revenant du bénéfice de Gas Pacifico/INENERGY et de TransGas, ainsi que les frais généraux et frais d'administration liés à nos pipelines aux États-Unis et à l'échelle internationale. En novembre 2014, nous avons vendu notre participation dans Gas Pacifico/INENERGY.

⁸ Le BAIIA comparable découlant de la participation de TC PipeLines, LP et de Portland dans des tronçons qui ne nous appartiennent pas.

Gazoducs au Canada

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Bénéfice net			
Réseau principal au Canada – bénéfice net	300	361	187
Réseau principal au Canada – résultat comparable	300	277	187
Réseau de NGTL	241	243	208
Base d'investissement moyenne			
Réseau principal au Canada	5 690	5 841	5 737
Réseau de NGTL	6 236	5 938	5 501

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, les frais financiers dus aux expéditeurs dans le compte de stabilisation tarifaire (« CST ») du réseau principal au Canada 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.

En 2014, le résultat comparable du réseau principal au Canada a augmenté de 23 millions de dollars comparativement à 2013 en raison du relèvement des revenus incitatifs, hausse contrée partiellement par l'augmentation des frais financiers dus aux expéditeurs sur le solde positif du CST et la base d'investissement moyenne moins élevée. Entre autres choses, la décision de 2013 de l'ONÉ a établi un RCA de 11,50 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % pour la période allant de 2012 à 2017. Le bénéfice net de 361 millions de dollars constaté en 2013 comprenait un montant de 84 millions de dollars découlant de l'incidence pour 2012 de la décision de 2013 de l'ONÉ, qui a été retranché du résultat comparable. En 2013, le résultat comparable a augmenté de 90 millions de dollars par rapport à 2012 en raison de l'incidence de la décision de 2013 de l'ONÉ qui approuvait des revenus incitatifs et un relèvement du RCA. Le RCA appliqué pour comptabiliser les résultats de 2012 était de 8,08 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %.

Le bénéfice net du réseau de NGTL a diminué de 2 millions de dollars en 2014 par rapport à 2013. Cette baisse du bénéfice net s'explique par la hausse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration à risque aux termes du règlement de NGTL pour 2013-2014 approuvé par l'ONÉ en novembre 2013, contrée partiellement par une base d'investissement moyenne plus élevée. Le règlement prévoyait un RCA de 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et comprenait des montants annuels fixes pour certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Le bénéfice net en 2013 s'est chiffré à 35 millions de dollars de plus qu'en 2012 en raison d'une base d'investissement moyenne et d'un RCA plus élevés. En 2012, le réseau de NGTL était exploité aux termes du règlement de 2010-2012 qui prévoyait un RCA de 9,70 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et comprenait un montant annuel fixe pour certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Le BAIIA comparable et le BAII comparable des gazoducs au Canada tiennent compte des variations susmentionnées ainsi que des variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts sur le bénéfice qui sont en grande partie recouverts par le truchement des produits au moyen des coûts transférés et qui, par conséquent, n'ont pas d'incidence importante sur le bénéfice net.

Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale

Les volumes visés par des contrats, les volumes effectivement livrés et les tarifs demandés, de même que les coûts de prestation des services, notamment les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et les impôts fonciers, sont autant de facteurs qui influent sur le BAIIA de nos gazoducs aux États-Unis.

Les résultats d'ANR dépendent en outre de la valeur des contrats et de l'établissement des tarifs, selon la valeur attribuée par le marché à sa capacité de stockage, aux services de transport liés au stockage et aux ventes de produits de base connexes. Compte tenu de la nature saisonnière des activités de l'entreprise, les volumes et les produits d'ANR 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 et à l'échelle internationale est supérieur de 90 millions de dollars US en 2014 par rapport à 2013. Il s'agit d'un effet net découlant :

- du résultat plus élevé du prolongement de Tamazunchale qui a été mis en service en 2014;
- de la hausse des produits tirés du transport dans le cas de Great Lakes en raison principalement de la température hivernale plus froide et de la demande accrue;
- de l'apport moindre de GTN et de Bison à la suite de la diminution de notre participation effective dans chaque gazoduc en juillet 2013 (GTN et Bison) et en octobre 2014 (Bison);
- du raffermissement du dollar américain qui a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations aux États-Unis et à l'étranger en dollars canadiens.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale était inférieur de 119 millions de dollars US en 2013 comparativement à 2012. Il s'agit d'un effet net résultant :

- du recul des produits des services de transport et de stockage d'ANR, annulé en partie par l'augmentation des ventes de produits de base connexes;
- de la progression des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et des autres coûts des services fournis par d'autres pipelines à ANR;
- du recul des produits de Great Lakes découlant de la capacité non visée par des contrats;
- de la baisse des contributions de GTN et de Bison causée par la réduction de notre participation effective dans chacun de ces pipelines, qui est passée de 83 %, en 2012, à 50 %, à partir du 1^{er} juillet 2013;
- de l'augmentation de l'apport de Portland résultant de la hausse des produits à court terme;
- du raffermissement du dollar américain qui a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations aux États-Unis et à l'étranger en dollars canadiens.

Amortissement comparable

L'amortissement comparable a progressé de 50 millions de dollars entre 2013 et 2014, principalement en raison d'une base tarifaire supérieure pour le réseau de NGTL. L'amortissement a connu une hausse de

80 millions de dollars en 2013 comparativement à 2012 en raison principalement du relèvement de la base tarifaire du réseau de NGTL ainsi que de l'incidence de la décision de 2013 de l'ONÉ relativement au réseau principal, dont il est question ci-dessus.

Expansion des affaires

En 2014, les charges d'expansion des affaires ont diminué de 18 millions de dollars par rapport à 2013 en raison de la modification de la portée du projet de pipelines en Alaska et d'une baisse des coûts d'administration, contrées partiellement par l'augmentation des dépenses pour les projets au Mexique. Les charges d'expansion des affaires ont augmenté de 6 millions de dollars en 2013 comparativement à 2012 en raison principalement de la modification de la portée du projet de pipelines en Alaska. Consulter la page 56 pour avoir plus de précisions sur les projets en Alaska.

PERSPECTIVES

Gazoducs au Canada

Résultat

Le résultat des gazoducs au Canada varie surtout en fonction des changements apportés à la base d'investissement, au RCA et à la structure du capital réglementée, ainsi qu'aux dispositions des règlements tarifaires ou des autres propositions tarifaires approuvées par l'ONÉ.

En 2015, le réseau principal au Canada sera exploité aux termes de la demande visant les droits et le tarif pour la période 2015-2030 dont les principes fondamentaux ont été approuvés par l'ONÉ en novembre 2014. Les modalités de la décision au sujet de la demande comprennent un RCA inférieur, soit 10,10 %, sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, un mécanisme incitatif assorti d'un risque favorable et défavorable et notre contribution de 20 millions de dollars après les impôts récupérée à même les droits. Par conséquent, nous prévoyons que le résultat du réseau principal au Canada pour 2015 sera inférieur à celui de 2014.

Nous prévoyons que la base d'investissement du réseau de NGTL continuera de s'accroître à mesure que de nouvelles sources d'approvisionnement gazier provenant du Nord-Est de la Colombie-Britannique et de l'Ouest de l'Alberta seront reliées au réseau et que nous continuerons de répondre à la demande croissante dans le marché des sables bitumineux dans le Nord-Est de l'Alberta. Nous croyons que l'élargissement de la base d'investissement aura un effet positif sur le résultat du réseau de NGTL en 2015.

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 pipelines 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.

Gazoducs aux États-Unis

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 macroéconomiques générales qui pourraient avoir un effet sur la demande de certains clients ou segments du marché. Le résultat subit aussi le contrecoup des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et des autres coûts, y compris l'effet des décisions en matière de sécurité, d'environnement et de réglementation.

Bon nombre des gazoducs aux États-Unis font l'objet de contrats d'achat ferme à long terme qui devraient assurer un rendement financier stable et uniforme. ANR et Great Lakes ont été davantage exposés aux effets des renouvellements des contrats de transport et de stockage ces dernières années, ce qui a entraîné une baisse des résultats en 2013 et en 2014, lorsque les montants liés aux activités de transport et de stockage ont connu des creux historiques.

ANR a obtenu de nouveaux contrats à long terme et le prolongement de la durée des taux de recours maximums pour des volumes importants provenant des gisements de schiste d'Utica et de Marcellus. Ces contrats entrent en vigueur à partir de la fin de 2014 jusqu'à la fin de 2015 inclusivement, et nous cherchons des occasions de miser sur ce succès avec les occasions offertes par la croissance soutenue des marchés des utilisateurs finals du gaz naturel. En outre, ANR et Great Lakes se penchent actuellement sur des modifications touchant leurs activités commerciales, la réglementation et l'exploitation afin de continuer d'optimiser leur position pour tirer parti de l'évolution positive des facteurs fondamentaux pour ce qui est des approvisionnements. Par conséquent, nous prévoyons que le résultat des gazoducs aux États-Unis en 2015 augmentera légèrement par rapport à 2014.

Gazoducs au Mexique

Le résultat de nos actifs actuellement en exploitation au Mexique devrait être comparable en 2015 à celui de 2014 en raison de la nature des contrats à long terme visant les réseaux de gazoducs au Mexique.

Dépenses d'investissement

Pour l'ensemble de nos gazoducs au Canada, aux États-Unis et au Mexique, les dépenses d'investissement se sont chiffrées au total à 2,1 milliards de dollars en 2014. Nous prévoyons qu'elles s'élèveront à 3,4 milliards de dollars en 2015 et qu'elles viseront plus particulièrement des projets d'expansion du réseau de NGTL, les gazoducs de Topolobampo et de Mazatlan au Mexique, et les projets du réseau principal au Canada. La page 114 traite du risque d'illiquidité plus en détail.

LES ROUAGES DU 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 en Amérique du Nord un réseau de gazoducs qui relie divers points entre eux et qui se raccorde à d'autres gazoducs desservant des utilisateurs finals, notamment des sociétés locales de distribution, des installations de production d'électricité, des exploitations industrielles et d'autres gazoducs et utilisateurs finals. Le réseau comporte des gazoducs enfouis qui assurent le transport de gaz naturel sous haute pression, des postes de compression, qui agissent comme des pompes pour faire circuler les volumes élevés de gaz naturel dans les canalisations et 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.

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 ou de paiements de service. Les coûts d'exploitation des réseaux comprennent 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 il approuve des droits qui nous offrent une perspective raisonnable de les recouvrer.

Dans leurs territoires de compétence respectifs, la FERC et la CRE approuvent des tarifs de transport maximaux. Les tarifs sont fondés sur les coûts et sont conçus de manière à permettre le recouvrement des investissements, des charges d'exploitation et d'un rendement raisonnable pour nos investisseurs. En tant qu'exploitant de pipelines dans ces territoires, nous pouvons négocier des tarifs moins élevés avec les expéditeurs.

Nous concluons parfois des accords ou des règlements avec nos expéditeurs en ce qui concerne les droits et le recouvrement de coûts, lesquels peuvent comporter des mesures incitatives procurant des avantages réciproques. Ces accords ou règlements, y compris les mesures incitatives, doivent avoir été approuvés par l'organisme de réglementation compétent avant d'être mis en vigueur.

En règle générale, au Canada, le coût de service et les droits exigibles sur les gazoducs sont soumis chaque année à l'approbation de l'ONÉ, qui nous autorise à recouvrer ou à rembourser l'écart entre les produits et les coûts prévus et réels au cours des années suivantes. Le réseau principal au Canada, cependant, est exploité aux termes d'un arrangement qui prévoit des droits fixes pour ses services de transport garanti à plus long terme. Il est autorisé à déterminer le prix de ses services à plus court terme et interruptibles afin de maximiser ses produits.

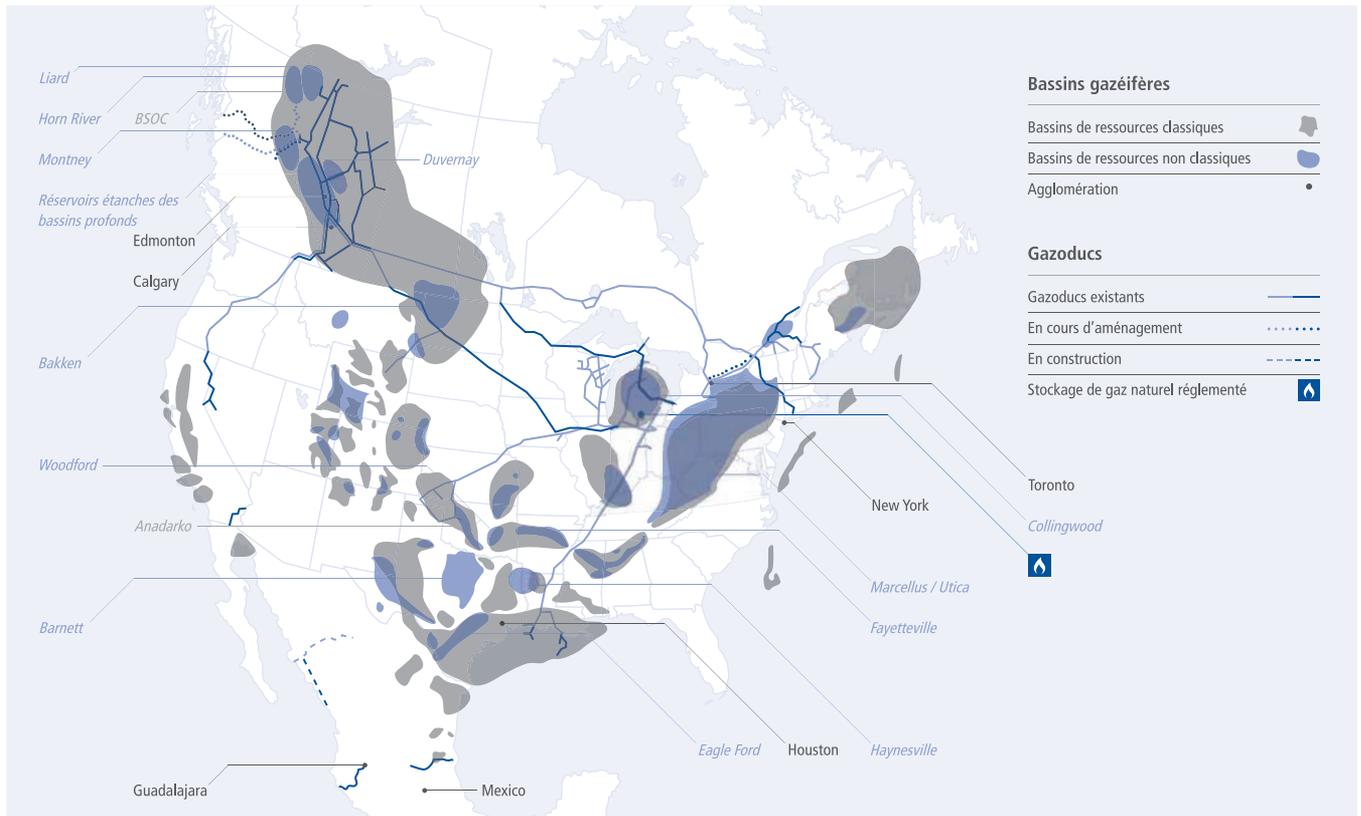
La FERC n'exige pas le calcul annuel des tarifs visant les gazoducs interétatiques, mais elle ne permet pas le recouvrement ou le remboursement de l'écart entre les produits et les coûts prévus et réels au cours des années suivantes. Nos gazoducs en sol américain courent donc un risque plus élevé d'écart entre les coûts et les produits réels ou prévus d'une instance tarifaire à l'autre. Si les produits ne constituent plus un moyen raisonnable de recouvrer les coûts, nous pouvons déposer un nouveau barème de tarifs auprès de la FERC, pourvu qu'un tel dépôt ne fasse pas l'objet d'un moratoire. Dans la même veine, la FERC peut introduire une instance dans le but de réduire les droits si elle juge le rendement du capital investi trop élevé.

Nos gazoducs au Mexique sont exploités selon des tarifs, des services et des droits approuvés. Il convient toutefois de souligner que la plupart des contrats conclus à l'égard de la construction et de l'exploitation des installations au Mexique sont des contrats à taux fixes négociés à long terme. Ces taux peuvent être modifiés seulement dans des situations précises, comme certains cas de force majeure ou des modifications de la législation en vigueur.

Contexte commercial et priorités stratégiques

Le réseau nord-américain de gazoducs a été aménagé pour acheminer les approvisionnements vers les marchés. 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 dans le BSOC, dont nous transportons environ 75 % de la production totale jusqu'à des marchés situés autant à l'intérieur qu'à l'extérieur de ce bassin. Dans une moindre mesure, nos pipelines transportent du gaz naturel à partir d'autres bassins importants, dont les Appalaches (Utica et Marcellus), les Rocheuses, Williston, Haynesville, Fayetteville, Anadarko et le golfe du Mexique.



Accroissement de l'offre

Principale source d'approvisionnement de gaz naturel au pays, le BSOC s'étend sur la presque totalité de l'Alberta, jusqu'en Colombie-Britannique, en Saskatchewan, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. À l'heure actuelle, le BSOC présente des ressources restantes en gaz classique qui sont estimées à 150 billions de pieds cubes ainsi qu'une base de ressources non classiques techniquement accessible de plus de 700 billions de pieds cubes. La base de ressources recouvrables totale du BSOC a plus que quadruplé, récemment, avec l'avènement d'une technologie permettant un accès économique aux zones de gaz non classiques. Nous nous attendons à ce que la production du BSOC augmente légèrement en 2014 et continue de croître pendant plusieurs années, après avoir enregistré une décroissance chaque année depuis 2007. Récemment devenues une source importante de gaz naturel, les formations schisteuses de Montney et de Horn River et le bassin de la Liard, dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, font également partie du BSOC. Nous nous attendons à ce que la production de la formation de Montney, qui s'élève actuellement à 3 Gpi³/j, atteigne environ 6 Gpi³/j d'ici à 2020, selon l'économie de l'exploration et de la production comparativement à d'autres sources, principalement aux États-Unis, et le progrès des exportations proposées de GNL depuis la côte Ouest de la Colombie-Britannique.

Aux États-Unis, les principales sources de gaz naturel sont les formations schisteuses, le golfe du Mexique et les Rocheuses. Ce sont toutefois les formations schisteuses qui affichent la croissance la plus vigoureuse et qui, selon nos estimations, constitueront près de 50 % de la demande globale de gaz naturel de l'Amérique du Nord d'ici à 2020. Les plus grands projets de mise en valeur du schiste pour le gaz naturel sont les bassins Utica et Marcellus dans le Nord-Est des États-Unis. Ces bassins sont passés d'une production pratiquement nulle avant 2008 à jusqu'à 16 Gpi³/j à la fin de 2014. Cette production devrait atteindre 25 Gpi³/j d'ici à 2020. Les autres sources d'approvisionnement en gaz naturel à partir de formations schisteuses aux États-Unis comprennent Haynesville, Barnett, Eagle Ford et Fayetteville.

Selon les prévisions, l'approvisionnement gazier global en Amérique du Nord devrait s'accroître sensiblement au cours des dix prochaines années (de près de 20 Gpi³/j, ou 22 %, d'ici à 2020) et cet accroissement devrait se maintenir à long terme pour plusieurs raisons, notamment :

- les percées technologiques en matière de forages horizontaux et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes; ce procédé accroît les ressources fondamentales techniquement accessibles dans les bassins existants et les régions émergentes, dont Marcellus et Utica, dans le Nord-Est des États-Unis, ainsi que Montney et Horn River, dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique;
- ces technologies peuvent également être utilisées dans les champs pétroliers existants, où elles permettent une récupération accrue des ressources. On trouve souvent du gaz associé à l'exploration et à la production des bassins riches en hydrocarbures liquides (par exemple, les champs pétroliers de Bakken) ce qui contribue également à une hausse de l'approvisionnement gazier global en Amérique du Nord.

Du fait de la mise en valeur de bassins schisteux situés à proximité de marchés existants (particulièrement dans le Nord-Est des États-Unis), le nombre de choix d'approvisionnement s'accroît et on prévoit que les débits habituels des gazoducs changeront, en raison généralement du remplacement de la capacité garantie sur longue distance sous contrat à long terme par des contrats à court terme sur courte distance. À l'exemple de nos concurrents, nous restructurons les droits et les services proposés afin de tirer parti de la croissance de l'approvisionnement dans le Nord-Est des États-Unis et de la demande à l'échelle de l'Amérique du Nord.

Le réseau principal au Canada est bien positionné pour offrir des choix en matière d'approvisionnement sur les marchés de l'Est du Canada et du Nord-Est des États-Unis tout en assurant la possibilité de recouvrer nos coûts, y compris un rendement sur l'investissement dans les installations existantes et les nouvelles installations, au besoin.

La croissance de l'approvisionnement dans le Nord-Est a eu un effet positif à la fois pour le réseau principal, avec de nouvelles installations proposées dans l'Est du Canada, et pour nos actifs pipeliniers d'ANR aux États-Unis, avec d'importants nouveaux contrats de service à long terme. L'augmentation de l'offre dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique nous a fourni des occasions de planifier et de construire, sous réserve de l'approbation réglementaire et d'une décision finale d'investissement positive, une nouvelle infrastructure pipelinère importante sur le réseau de NGTL pour transporter le gaz naturel jusqu'aux marchés, y compris pour les exportations de GNL proposées et la demande croissante du marché de l'Alberta.

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 favorise l'accroissement continu de la demande de gaz naturel, en particulier dans les domaines suivants :

- la production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel;
- les installations pétrochimiques et industrielles;
- la production des sables bitumineux de l'Alberta;
- les exportations vers le Mexique afin d'alimenter de nouvelles centrales électriques.

Les producteurs évaluent également les possibilités de vendre du gaz naturel sur des marchés internationaux, ce qui supposerait le raccordement des approvisionnements gaziers aux nouveaux terminaux d'exportation de GNL proposés le long de la côte Ouest de la Colombie-Britannique et sur la côte américaine du golfe du

Mexique. Sous réserve de l'obtention de toutes les autorisations nécessaires, des organismes de réglementation et autres, on prévoit que les installations proposées le long de la côte Ouest de la Colombie-Britannique devraient entrer en exploitation plus tard pendant la présente décennie. De nombreuses installations d'exportation de GNL sur la côte américaine du golfe se trouvent à différentes étapes d'aménagement ou de construction. On prévoit que les exportations de GNL augmenteront dans cette région et les premières livraisons devraient commencer dès la fin de 2015. 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 ne sont pas liés au prix du gaz naturel. Cependant, la nature cyclique de l'offre et de la demande des produits et son incidence sur les prix peuvent avoir un impact indirect 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 gazoducs.

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. La mise au point de technologies d'exploitation de bassins d'approvisionnement en gaz de schiste situés plus près des marchés desservis par le passé par des gazoducs de longue distance a dicté l'évolution des débits de l'infrastructure de gazoducs en place, notamment l'inversion du sens d'écoulement et différentes distances de transport, en raison notamment de la forte expansion de l'approvisionnement dans le Nord-Est des États-Unis. À l'exemple des autres pipelines, nous restructurons les droits et les services proposés afin de tirer parti de la croissance de l'approvisionnement dans le Nord-Est des États-Unis et de la demande à l'échelle de l'Amérique du Nord.

Priorités stratégiques

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.

Le réseau principal au Canada est resté au cœur de nos priorités en 2014. L'hiver froid de 2013-2014 ainsi que la possibilité d'exiger les prix du marché pour nos services discrétionnaires ont entraîné une forte hausse du transport garanti de longue distance depuis Empress ainsi qu'un recouvrement de produits d'exploitation supérieur pour les services de transport du réseau principal. Le cadre de réglementation en place à ce moment ne nous permettait pas de répondre à la demande croissante pour de nouveaux approvisionnements gaziers vers l'Est du Canada et de recouvrer les coûts liés à ces investissements. Par conséquent, une demande d'autorisation pour les droits de 2015 à 2030 a été déposée auprès de l'ONÉ en fonction des composantes conclues dans un règlement avec trois principales sociétés locales de distribution (« SLD ») en Ontario et au Québec. En novembre 2014, l'ONÉ a donné l'approbation à la demande déposée (demande visant les droits et le tarif pour la période 2015-2030). Cette approbation permettra de faire avancer les projets d'investissement dans l'Est du Canada pour répondre aux besoins de nos expéditeurs dans cette région et dans le Nord-Est des États-Unis qui cherchent d'autres sources d'approvisionnement. Elle procure également un moyen raisonnable de recouvrer les coûts liés à nos actifs existants, ainsi que ceux liés aux nouveaux investissements pipeliniers.

En 2015, nous continuerons de faire progresser la conversion projetée des tronçons du réseau principal au Canada du transport de gaz naturel à celui de pétrole brut. Sous réserve de l'approbation au titre de la réglementation, le projet d'oléoduc Énergie Est prévoit la conversion d'un tronçon d'environ 3 000 km (1 864 milles) du réseau principal au Canada, à partir de la frontière de l'Alberta jusqu'à un point situé au

sud-est d'Ottawa, dans l'Est ontarien, pour le transport du pétrole brut. Nous sommes déterminés à faire en sorte que nos expéditeurs de gaz continuent de bénéficier de services de transport qui répondent à leurs besoins de service garanti.

Le réseau de NGTL est le plus important 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. Il subit une intense concurrence en ce qui concerne le raccordement à l'approvisionnement, particulièrement dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, où la plus importante source de gaz naturel a accès à deux autres gazoducs concurrents. Les raccordements à un nouvel approvisionnement et la demande, nouvelle ou croissante, continuent d'appuyer la réalisation de nouveaux projets d'investissement relativement au réseau de NGTL. Nous prévoyons que l'approvisionnement tiré du BSOC passera d'environ 14 Gpi³/j à l'heure actuelle à quelque 16 Gpi³/j d'ici à 2020. Le réseau de NGTL est bien positionné pour le raccordement de l'approvisionnement du BSOC afin de répondre à la demande prévue d'exportation de GNL à partir de la côte de la Colombie-Britannique. L'obtention des approbations réglementaires nécessaires pour prolonger et agrandir le réseau de NGTL dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique afin de relier la zone schisteuse de Montney représentait un élément clé en 2014. Une audience visant à examiner le bien-fondé de notre projet de canalisation North Montney s'est terminée en décembre 2014 et la décision de l'ONÉ est attendue d'ici à la fin avril 2015.

Nos actifs pipeliniers aux États-Unis sont bien placés pour assurer davantage de raccordements au rythme de la croissance de la demande et des marchés, en particulier pour les raisons suivantes :

- la croissance de l'approvisionnement d'Utica et de Marcellus et la demande accrue de gaz naturel pour approvisionner le projet d'expansion des exportations de GNL par la côte du golfe afin de soutenir l'utilisation du réseau d'ANR, y compris le latéral Lebanon projeté; nous avons destiné l'approvisionnement d'Utica au réseau d'ANR et à d'autres phases d'expansion projetées;
- la croissance constante attendue de la production d'électricité au moyen de gaz naturel et, en conséquence, des volumes accrus acheminés par nos gazoducs, y compris le nouveau projet de latéral Carty du réseau de GTN afin de livrer du gaz naturel à une nouvelle centrale de production d'électricité en Oregon;
- la croissance de la demande du secteur industriel stimulée par les approvisionnements robustes de gaz naturel, y compris les raccordements au réseau d'ANR pour desservir un nouveau client en Iowa.

La direction prévoit se dessaisir de ses autres gazoducs aux États-Unis en faveur de TC PipeLines, LP afin de financer en partie notre important programme d'accroissement des investissements, sous réserve des approbations du conseil de TC PipeLines, LP et de notre conseil ainsi que des conditions du marché.

Au Mexique, en 2015, nous voulons poursuivre les travaux de construction des gazoducs de Mazatlan et de Topolobampo et continuer d'exploiter nos installations existantes de façon sûre et fiable. L'aménagement de l'infrastructure gazière au Mexique continue de nous intéresser vivement et nous prévoyons lancer de nouveaux projets qui cadreront bien avec nos priorités stratégiques.

FAITS MARQUANTS

Gazoducs réglementés au Canada

Réseau de NGTL

Le réseau de NGTL poursuit son essor par suite de l'accroissement des sources d'approvisionnement gazier dans le Nord-Ouest de l'Alberta et le Nord-Est de la Colombie-Britannique à partir de zones gazières non classiques et d'une croissance marquée sur les marchés de livraison à l'intérieur d'un même bassin. Cette poussée de la demande est entraînée par la mise en valeur des sables bitumineux, la production d'électricité alimentée au gaz naturel et les attentes à l'égard des projets de GNL sur la côte Ouest de la Colombie-Britannique. Cette demande pour les services du réseau de NGTL devrait donner lieu à environ 4,0 Gpi³/j en services supplémentaires garantis avec quelque 3,1 Gpi³/j destinés aux services de réception garantis et 0,9 Gpi³/j destinés aux services de livraison garantis. Nous solliciterons l'obtention d'approbations

réglementaires en 2015 pour construire de nouvelles installations afin de répondre à ces demandes de services d'environ 540 km (336 milles) de pipelines, sept postes de compression et 40 postes de comptage qui seront requis en 2016 et en 2017 (« installations de 2016-2017 »). L'estimation des coûts en capital totaux pour ces installations est d'environ 2,7 milliards de dollars.

Y compris les nouvelles installations de 2016-2017, le réseau principal North Montney, la canalisation principale Merrick et d'autres nouvelles installations liées à l'offre et à la demande, les projets garantis sur le plan commercial pour le réseau de NGTL se chiffrent à environ 6,7 milliards de dollars et en sont à différentes étapes d'aménagement.

Réseau principal North Montney

Le projet de pipeline North Montney de 1,7 milliard de dollars vise le prolongement et l'expansion du réseau de NGTL afin de permettre la réception et le transport de gaz naturel à partir de la région du nord de Montney, en Colombie-Britannique. L'audience publique devant l'ONÉ pour la demande de construction et d'exploitation de ce projet s'est conclue en décembre 2014. Nous nous attendons à ce que l'ONÉ rende son rapport et ses recommandations d'ici à la fin avril 2015.

Canalisation principale Merrick

En juin 2014, nous avons annoncé la conclusion d'ententes totalisant environ 1,9 Gpi³/j en services garantis de transport de gaz naturel pour appuyer la réalisation d'un prolongement de première importance de notre réseau de NGTL.

La canalisation principale Merrick proposée transportera le gaz naturel fourni par le truchement du réseau de NGTL jusqu'à l'entrée du gazoduc proposé de Pacific Trail, qui se rendra jusqu'au terminal de GNL de Kitimat, à Bish Cove, près de Kitimat, en Colombie-Britannique. Le projet mis de l'avant constitue un prolongement du tronçon actuel de la canalisation Groundbirch du réseau de NGTL, qui a son point d'origine près de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, et se termine près de la collectivité de Summit Lake, en Colombie-Britannique. Ce projet de 1,9 milliard de dollars se composera d'environ 260 km (161 milles) de canalisations de 48 pouces de diamètre.

Sous réserve des approbations nécessaires, qui comprennent l'approbation réglementaire de l'ONÉ qui nous permettra de construire et d'exploiter le pipeline, et d'une décision finale d'investissement positive pour le projet de terminal de GNL de Kitimat, la canalisation principale Merrick devrait entrer en service au premier trimestre de 2020.

Règlement sur les besoins en produits pour 2015

Nous avons reçu l'approbation de l'ONÉ le 2 février 2015 pour notre règlement sur les besoins en produits avec nos expéditeurs pour 2015 sur le réseau de NGTL. Les modalités du règlement de un an comprennent le maintien du RCA de 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire de 40 % en vigueur en 2014, le maintien des taux d'amortissement de 2014 et un mécanisme de partage de l'écart à partir des dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration pour 2015 qui se base sur la progression des coûts réels de 2014.

Réseau principal au Canada

Demande visant les droits et le tarif pour la période 2015-2030

Le 28 novembre 2014, l'ONÉ a donné l'approbation à la demande visant les droits et le tarif pour la période 2015-2030 pour le réseau principal au Canada. La demande était fondée sur les composantes d'un règlement entre le réseau principal au Canada et les trois grandes SLD en Ontario et au Québec. L'approbation de cette demande fournit une plateforme commerciale à long terme tant pour le réseau principal au Canada pour que ses expéditeurs grâce à une conception des droits connue pour 2015 à 2020 et certains paramètres d'une méthodologie de fixation des droits jusqu'en 2030. La plateforme est respectueuse des besoins des expéditeurs et offre une occasion raisonnable de recouvrer les capitaux investis dans les installations actuelles et les nouvelles installations nécessaires pour servir les marchés actuels et nouveaux.

Les points saillants de la demande approuvée comprennent :

- notre engagement à rehausser la capacité pipelinière pour donner aux marchés de l'Est du Canada un meilleur accès aux approvisionnements des régions de Dawn et de Niagara;
- des dispositions relatives au renouvellement qui nous procurent les outils pour obtenir plus de certitude quant aux besoins en matière de capacité;
- des droits à prix fixe sur les services de transport garanti de un an et plus;
- un pouvoir discrétionnaire en matière d'établissement des prix pour les services à plus court terme et interruptibles;
- des besoins en produits connus en plus d'un mécanisme de partage incitatif qui vise un rendement de 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, avec une fourchette de résultats possibles de 8,70 % à 11,50 %;
- l'utilisation continue d'un compte de report qui permet de compenser les différences entre les produits réels et l'arrangement de droits fixes ainsi qu'un accord stipulant que tout écart global des produits pour la période 2015-2020 est attribué aux expéditeurs de la région de l'Est pour la période au-delà de 2020.

Projet du réseau principal de l'Est

En octobre 2014, nous avons déposé une demande auprès de l'ONÉ afin d'obtenir l'autorisation de construire, de détenir et d'exploiter de nouvelles installations sur notre réseau principal de transport de gaz naturel au Canada dans le Sud-Est de l'Ontario (« projet du réseau principal de l'Est »). Les nouvelles installations sont le résultat du transfert proposé d'une partie de la capacité du réseau principal au Canada du transport du gaz naturel à celui du pétrole brut dans le cadre de notre projet d'oléoduc Énergie Est et d'un appel de soumissions qui a pris fin en janvier 2014. Le projet d'investissement d'un montant de 1,5 milliard de dollars ajoutera 0,6 Gpi³/j de nouvelle capacité dans le secteur du triangle de l'Est du réseau principal au Canada et assurera des niveaux de capacité suffisants pour répondre aux besoins des expéditeurs existants ainsi que des nouveaux engagements de service garanti. Le projet dépend du projet d'oléoduc Énergie Est et est assujéti aux approbations réglementaires qui devraient être accordées en même temps que celles du projet d'oléoduc Énergie Est. La mise en service du projet devrait avoir lieu d'ici le deuxième trimestre de 2017.

Autres agrandissements du réseau principal au Canada

En plus du projet du réseau principal de l'Est, nous avons conclu de nouveaux arrangements pour le transport sur courte distance dans la partie du triangle de l'Est du réseau principal au Canada qui nécessitent de nouvelles installations ou des modifications aux installations existantes pour un coût en capital total d'environ 475 millions de dollars, avec des dates de mise en service prévues entre le 1^{er} novembre 2015 et le 1^{er} novembre 2016. Ces projets sont assujéti aux approbations réglementaires requises et, une fois construits, ils pourront fournir la capacité nécessaire pour répondre aux besoins des clients dans l'Est du Canada.

Gazoducs aux États-Unis

Vente de Bison Pipeline à TC PipeLines, LP

En octobre 2014, nous avons conclu la vente de notre participation résiduelle de 30 % dans Bison Pipeline LLC à notre société en commandite principale, TC PipeLines, LP pour un produit au comptant de 215 millions de dollars US.

Vente de GTN Pipeline à TC PipeLines, LP

En novembre 2014, nous avons annoncé une offre de vente de notre participation résiduelle de 30 % dans Gas Transmission Northwest LLC (« GTN ») à TC PipeLines, LP. Sous réserve de la négociation satisfaisante des modalités et de l'approbation du conseil d'administration de TC PipeLines, LP, l'opération sera conclue vers la fin du premier trimestre de 2015.

Au 31 décembre 2014, nous détenions une participation de 28,3 % dans TC PipeLines, LP, dont nous sommes le commandité.

Pipeline d'ANR

Nous avons obtenu des engagements fermes pour le transport de près 2,0 Gpi³/j de gaz naturel pour les capacités actuelles et élargies de l'axe principal du sud-est du pipeline d'ANR (l'« axe principal du sud-est »). Les ventes de capacités et les projets d'expansion comprennent l'inversion du latéral Lebanon dans l'Ouest de l'Ohio, un poste de compression supplémentaire à Sulphur Springs, Indiana, le prolongement de l'interconnexion avec le pipeline Rockies Express près de Shelbyville, en Indiana, et une capacité de 600 Mpi³/j dans le cadre d'un projet d'inversion sur l'axe principal du sud-est. Les coûts en capital associés aux prolongements du réseau d'ANR requis pour offrir la capacité supplémentaire sur le marché sont actuellement estimés à 150 millions de dollars US. La capacité a été souscrite au débit maximal pour une durée moyenne de 23 ans avec de nouveaux contrats d'environ 1,25 Gpi³/j qui sont entrés en vigueur à la fin de 2014. Ces contrats garantis sur l'axe principal du sud-est permettront d'acheminer le gaz des formations schisteuses d'Utica et de Marcellus à des points au nord et au sud du réseau.

ANR est également en train d'évaluer d'autres demandes de nos clients pour transporter le gaz naturel de la formation Utica et Marcellus, ce qui pourrait donner lieu à d'autres possibilités d'amélioration et d'expansion du réseau.

Gazoducs au Mexique

Prolongement du gazoduc de Tamazunchale

La construction du prolongement de 600 millions de dollars US s'est achevée le 6 novembre 2014. Des découvertes archéologiques le long du tracé du pipeline sont la principale cause du report de la date de mise en service initiale prévue pour le 9 mars 2014. Conformément aux modalités de l'entente de services de transport, ces retards ont été reconnus comme des cas de force majeure et certaines dispositions permettent la perception des produits d'exploitation à compter de la date de mise en service prévue à l'origine.

Gazoducs de Topolobampo et de Mazatlan

Les activités d'ingénierie, d'octroi des permis et de construction pour ces deux gazoducs dans le Nord-Ouest du Mexique se déroulent conformément aux prévisions. Le projet de Topolobampo, gazoduc d'un diamètre de 30 pouces s'étendant sur 530 km (329 milles), d'une capacité de 670 Mpi³/j et d'un coût de 1 milliard de dollars US, acheminera du gaz naturel jusqu'à Topolobampo, dans l'État de Sinaloa, depuis des raccordements avec des gazoducs appartenant à des tiers situés à El Oro, dans l'État de Sinaloa, et à El Encino, dans l'État de Chihuahua. Pour sa part, le projet Mazatlan prévoit un gazoduc d'un diamètre de 24 pouces s'étendant sur 413 km (257 milles), depuis El Oro jusqu'à Mazatlan, dans l'État de Sinaloa. Le coût de ce gazoduc d'une capacité de 200 Mpi³/j est évalué à quelque 400 millions de dollars US. Les deux projets sont appuyés par des contrats d'une durée de 25 ans conclus avec la CFE et devraient être mis en service pendant le second semestre de 2016.

Gazoducs à l'échelle internationale

Vente de Gas Pacifico/INNERGY

En novembre 2014, nous avons conclu la vente de notre participation de 30 % dans Gas Pacifico/INNERGY au prix de 9 millions de dollars. Cette vente marque notre sortie de la région du Cône sud de l'Amérique du Sud.

Projets de gazoducs de GNL

Coastal GasLink

En octobre 2014, le Bureau d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique a délivré un certificat d'évaluation environnementale (« CEE ») pour Coastal GasLink. En 2014, nous avons également présenté des demandes à la B.C. Oil and Gas Commission (« BCOGC ») pour les permis requis en vertu de la loi intitulée *Oil and Gas Activities Act* afin de construire et d'exploiter le pipeline Coastal GasLink. L'examen réglementaire de ces demandes se déroule comme prévu et les décisions au sujet des permis sont prévues pour le premier trimestre de 2015. Nous poursuivons nos efforts de mobilisation auprès des parties prenantes et des groupes autochtones le long de l'emprise du pipeline ainsi que notre planification détaillée des travaux d'ingénierie et

de construction pour appuyer les demandes réglementaires et affiner les estimations de coûts en capital. En attendant de recevoir toutes les approbations réglementaires requises et d'obtenir une décision finale d'investissement positive de notre client, on prévoit la construction pour 2016 et une mise en service d'ici à la fin de la décennie. En cas d'abandon du projet, nos coûts de projet (y compris la provision pour les fonds utilisés pendant la construction) sont entièrement récupérables.

Projet de transport de gaz de Prince Rupert

Le 25 novembre 2014, nous avons reçu un CEE du Bureau d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique. Nous avons déposé nos demandes de permis devant la BCOGC pour la construction du pipeline et prévoyons recevoir les permis au premier trimestre de 2015.

Nous avons apporté des changements importants au tracé du projet depuis sa première annonce, pour le prolonger de 150 km (93 milles) pour le faire passer à 900 km (559 milles), en tenant compte de l'avis des Autochtones et des parties prenantes. Nous continuons de collaborer étroitement avec les Premières Nations et les parties prenantes le long du tracé proposé afin de créer et d'offrir des retombées appropriées à tous les groupes touchés. En octobre 2014, nous avons conclu un accord visant les retombées avec la Première Nation Nisga'a pour autoriser l'aménagement d'un tronçon de 85 km (52 milles) du gazoduc proposé dans les terres des Nisga'a.

Le 3 décembre 2014, notre client a annoncé le report de la décision finale d'investissement. Nous continuons de collaborer avec nos fournisseurs pour affiner les estimations de coûts en capital pour le projet. Une fois le processus d'autorisation auprès de la BCOGC terminé et les approbations réglementaires nécessaires obtenues, et lorsque Pacific NorthWest LNG aura pris une décision finale d'investissement positive, nous pourrions démarrer la construction. Tous les coûts pourront être intégralement recouverts en cas d'abandon du projet. Le report d'une décision finale d'investissement après la fin de 2014 a entraîné un report de la date de mise en service prévue pour le pipeline. La mise en service dépendra du moment où notre client recevra les approbations réglementaires nécessaires et du moment où il sera en mesure de prendre une décision finale d'investissement.

Alaska

En avril 2014, l'État de l'Alaska a adopté une nouvelle loi visant à fournir un cadre à TransCanada, aux trois principaux producteurs du versant Nord de l'Alaska et à l'Alaska Gasline Development Corp. (« AGDC ») afin de faire progresser le développement d'un projet d'exportation de GNL censé représenter la meilleure occasion de commercialiser les ressources gazières du versant Nord de l'Alaska dans les conditions actuelles du marché. En juin 2014, nous avons conclu une entente avec l'État de l'Alaska qui prévoit l'abandon de la gouvernance et du cadre du projet et avons passé un nouvel accord préalable où nous ferons office de transporteur de la partie du gaz naturel de l'État en vertu d'un contrat d'expédition à long terme dans le cadre du projet de GNL en Alaska. Nous avons également conclu une entente de coentreprise avec les trois principaux producteurs du versant Nord de l'Alaska et l'AGDC pour commencer la pré-étape des travaux techniques préliminaires (« pré-ETTP ») du projet de GNL en Alaska. La réalisation des travaux de pré-ETTP devrait s'échelonner sur deux ans, notre part des coûts devant s'élever à environ 100 millions de dollars US. L'accord préalable prévoit également la récupération de la totalité des coûts d'aménagement si le projet ne va pas de l'avant.

En juillet 2014, les producteurs du versant Nord ont déposé une demande de permis d'exportation auprès du Département de l'énergie des États-Unis pour obtenir l'autorisation d'exporter 20 millions de tonnes par année de gaz naturel liquéfié pendant 30 ans. En septembre 2014, la FERC a approuvé la demande préliminaire de dépôt en vertu de la loi intitulée *National Environmental Policy Act* (« NEPA ») faite conjointement par la société, les trois principaux producteurs du versant Nord et l'AGDC. Cette approbation déclenche le processus d'examen environnemental en vertu de la NEPA qui comprend une série de consultations communautaires.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques décrits ci-après sont particuliers au secteur des gazoducs. Voir la page 107 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels la société est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques d'exploitation, les risques liés à la santé, la sécurité et l'environnement (« SSE ») et les risques financiers.

Approvisionnement tiré du BSOC pour les gazoducs de raccordement en aval

Bien que nous nous efforcions de diversifier nos sources d'approvisionnement en gaz naturel, le BSOC demeure la principale source d'approvisionnement d'un grand nombre de nos gazoducs et de notre infrastructure de transport en Amérique du Nord. Nous continuons de surveiller les changements dans les programmes d'investissement de nos clients et d'examiner la façon dont ces changements peuvent avoir une incidence sur nos calendriers de projet. Cet approvisionnement fait toutefois l'objet d'une intense concurrence de la part de plusieurs gazoducs, pour la demande à l'intérieur même du BSOC et, à l'avenir, pour la demande provenant des gazoducs proposés aux fins d'exportation de GNL depuis la côte Ouest de la Colombie-Britannique. Une diminution globale de la production ou la concurrence dans la demande d'approvisionnement pourrait influencer sur le débit des gazoducs reliés au BSOC et, en conséquence, sur les produits globaux qui en sont tirés. Bien que le BSOC renferme des réserves 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. 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 pipelinières qui recherchent des occasions d'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 pipelinrière

À la limite, la demande de capacité pipelinrière est le facteur déterminant de la vente de services de transport par gazoduc. Cette demande 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 appartenant à des tiers 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 fluctuation de la demande à cet égard pourrait influencer sur nos produits.

Prix des produits de base

La nature cyclique de l'offre et la demande des produits 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 pipelinières. En outre, la persistance des prix peu élevés pour le gaz 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 peuvent avoir une incidence sur l'approbation, la construction, l'exploitation et le rendement financier de nos gazoducs. Des décisions défavorables ou rendues tardivement peuvent donc également influencer sur les produits et sur 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 nous être 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. Or, l'impossibilité de recouvrer la totalité de ces coûts peut se répercuter sur le 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 ne se font pas sans une collaboration étroite avec nos parties prenantes.

Risque d'exploitation

La réussite de notre entreprise tient à la sécurité et à la fiabilité de l'exploitation de nos pipelines. Toute interruption des activités pipelinières a une incidence sur la capacité d'expédition et risque de se traduire par une réduction des produits et de porter atteinte à notre réputation ainsi qu'à la confiance des clients et du public à l'égard de nos activités. 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 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 de pipelines liquides actuelle achemine du pétrole brut de l'Alberta et des États-Unis jusqu'aux marchés de raffinage situés en Illinois, en Oklahoma et au Texas, aux États-Unis, en plus d'assurer le transport de pétrole brut des États-Unis depuis le carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, jusqu'aux marchés de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique. Notre futur projet d'infrastructure pipelinière permettrait également d'acheminer les sources de pétrole brut du Canada et des États-Unis vers les marchés de raffinage dans l'Est du Canada et les marchés d'exportation à l'étranger, d'élargir les marchés du pétrole brut du Canada et des États-Unis vers les marchés des États-Unis et d'acheminer les approvisionnements en condensats vers les marchés américain et canadien.

Coup d'œil sur la stratégie

Compte tenu de la production accrue de pétrole brut en Alberta et aux États-Unis et de la demande croissante de sources d'énergie sûres et fiables, il est essentiel d'accroître la capacité des pipelines de liquides et d'aménager l'infrastructure connexe.

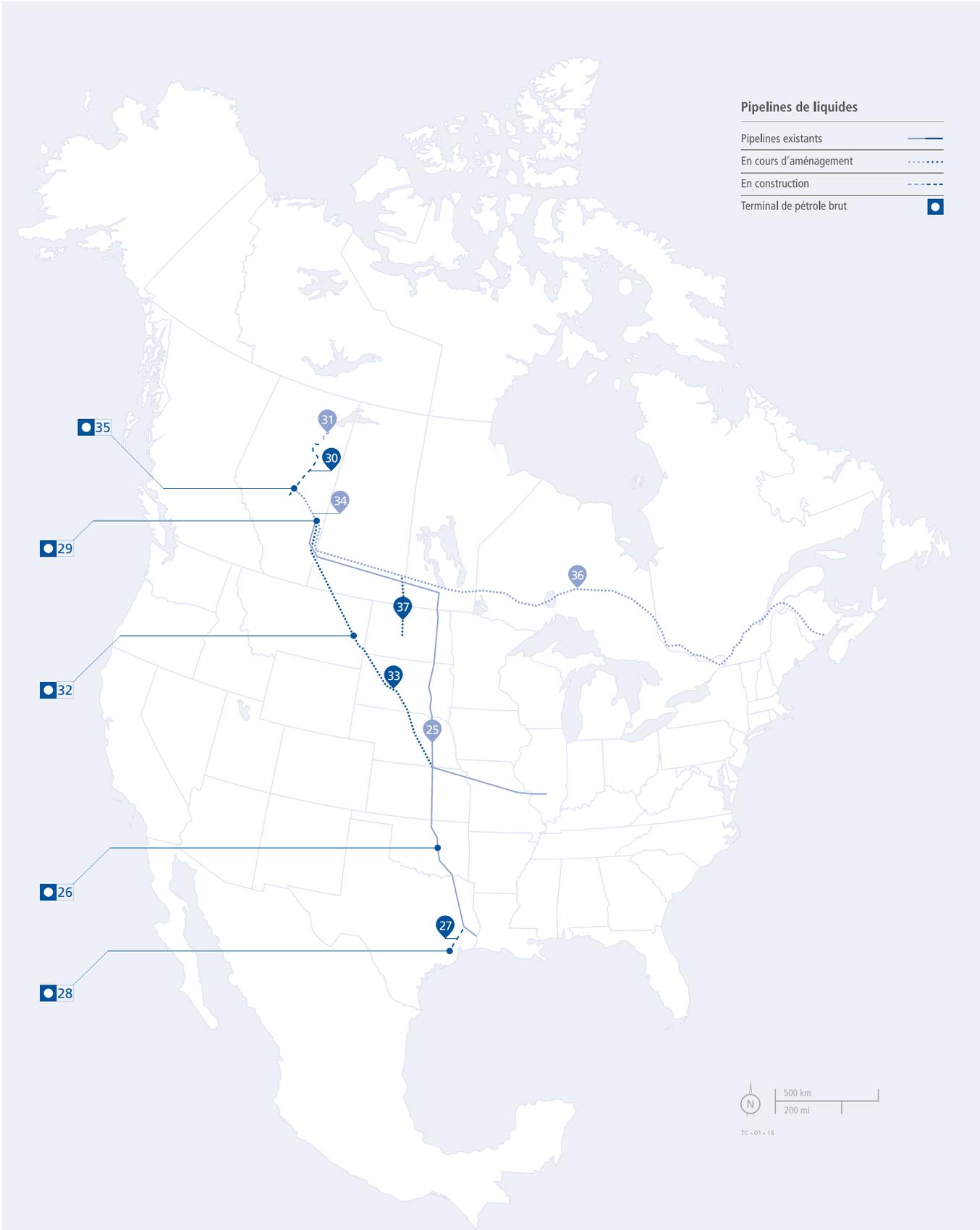
Nous continuons de nous concentrer sur l'acquisition d'un approvisionnement croissant de liquides nord-américains et leur livraison aux principaux marchés. Nous prévoyons agrandir notre infrastructure de transport de liquides afin d'établir un réseau d'acheminement direct et transparent depuis les régions productrices jusqu'au marché.

Nous voyons le potentiel d'élargir l'offre de services de transport à d'autres domaines de la chaîne de valeur des pipelines de liquides, notamment le transport de condensat ou les services auxiliaires comme le stockage à court et à long terme de liquides qui complètent notre infrastructure de transport par pipeline.

La construction de ces ouvrages d'infrastructure permettra d'établir en Amérique du Nord un réseau stratégique qui assurera le transport direct de l'approvisionnement croissant en liquides vers les marchés clés et offrira des occasions de poursuivre l'expansion du secteur des pipelines de transport de liquides.

Pipelines de liquides

- Pipelines existants ———
- En cours d'aménagement (dotted line)
- En construction - - - - - (dashed line)
- Terminal de pétrole brut ■ (square with circle)



Nous sommes l'exploitant de tous les pipelines et de toutes les propriétés indiqués ci-dessous.

	longueur	description	participation
Pipelines de liquides			
25 Réseau d'oléoducs Keystone	4 247 km (2 639 milles)	Transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés américains de Wood River et Patoka, en Illinois, et Cushing, en Oklahoma, puis à Port Arthur, au Texas.	100 %
26 Cushing Marketlink		Transport de pétrole brut depuis le carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, jusqu'au marché de raffinage de Port Arthur, au Texas, au moyen d'installations comprises dans le réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
En construction			
27 Latéral de Houston	77 km	Prolongement du réseau d'oléoducs Keystone vers le marché de raffinage de Houston au Texas.	100 %
28 Terminal de Houston	(48 milles)		
29 Terminal de Keystone à Hardisty		Terminal pétrolier situé à Hardisty, en Alberta, pour permettre aux producteurs de l'Ouest canadien d'accumuler des lots de pétrole brut dans des réservoirs et d'accéder au réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
30 Pipeline Grand Rapids	460 km (287 milles)	Transport de pétrole brut et de diluant 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 %
31 Pipeline Northern Courier	90 km (56 milles)	Transport de bitume et de diluant depuis le site minier de Fort Hills jusqu'au terminal de Suncor Énergie situé au nord de Fort McMurray, en Alberta.	100 %
En cours d'aménagement			
32 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, par l'entremise d'installations faisant partie de Keystone XL.	100 %
33 Keystone XL	1 897 km (1 179 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 %
34 Pipeline Heartland	200 km	Terminaux et pipeline destinés au transport de pétrole brut depuis la région d'Edmonton-Heartland, en Alberta, jusqu'à Hardisty, également en Alberta.	100 %
35 Terminaux de TC	(125 milles)		
36 Oléoduc Énergie Est	4 600 km (2 850 milles)	Transport de pétrole brut venant de l'Ouest canadien vers des raffineries situées dans l'Est du Canada et vers des marchés étrangers.	100 %
37 Pipeline Upland	460 km (285 milles)	Transport de pétrole brut à partir et entre de multiples points au Dakota du Nord et interconnexion avec l'oléoduc Énergie Est à Moosomin, en Saskatchewan.	100 %

RÉSULTATS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAI comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (l'équivalent des mesures conformes aux PCGR).

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
BAIIA comparable	1 059	752	698
Amortissement comparable	(216)	(149)	(145)
BAI comparable	843	603	553
Postes particuliers	–	–	–
Bénéfice sectoriel	843	603	553

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides en 2014 a été de 240 millions de dollars supérieur au bénéfice de 2013. En 2013, il a été de 50 millions de dollars plus élevé que le bénéfice de 2012. Le bénéfice sectoriel des pipelines de liquides équivalent au BAI comparable, et le BAIIA comparable, sont présentés ci-dessous.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Réseau d'oléoducs Keystone	1 073	766	712
Expansion des affaires dans le secteur des pipelines de liquides	(14)	(14)	(14)
BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides	1 059	752	698
Amortissement comparable	(216)	(149)	(145)
BAI comparable du secteur des pipelines de liquides	843	603	553
BAI comparable libellé comme suit :			
Dollars CA	215	201	191
Dollars US	570	389	363
Incidence du change	58	13	(1)
BAI comparable du secteur des pipelines de liquides	843	603	553

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable du réseau d'oléoducs Keystone a été de 307 millions de dollars supérieur à celui de 2013. L'accroissement est principalement attribuable aux éléments suivants :

- le bénéfice supplémentaire découlant du prolongement de l'oléoduc Keystone sur la côte du golfe, mis en service en janvier 2014;
- le raffermissement du dollar américain, qui a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

Le BAIIA comparable du réseau d'oléoducs Keystone a été de 54 millions de dollars supérieur en 2013 à celui de 2012. L'accroissement découle de la hausse des produits, qui est principalement attribuable aux éléments suivants :

- la progression des volumes;
- l'incidence de l'augmentation, en juillet 2012, des droits fixes définitifs qui sont exigibles pour la capacité garantie jusqu'à Cushing, en Oklahoma;
- le raffermissement du dollar américain, qui a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

Amortissement comparable

L'amortissement comparable a augmenté de 67 millions de dollars en 2014 par rapport à 2013 en raison de la mise en service du prolongement de l'oléoduc Keystone sur la côte du golfe.

PERSPECTIVES

Résultat

En 2015, le résultat du secteur des pipelines de liquides ne devrait pas être sensiblement différent de celui de 2014. Nous continuons de rechercher des gains d'efficacité opérationnelle qui permettraient, en fonction de la demande du marché, d'améliorer la capacité et les débits sur le réseau d'oléoducs Keystone.

Au fil du temps, le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides augmentera à mesure que les projets en cours d'aménagement sont mis en service.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 2,0 milliards de dollars au total en 2014 pour les pipelines de liquides. Nous prévoyons engager environ 2,3 milliards de dollars en 2015 au titre des dépenses d'investissement et des participations comptabilisées à la valeur de consolidation particulièrement pour les projets Grand Rapids, Northern Courier, Énergie Est et Heartland. La page 114 traite du risque d'illiquidité plus en détail.

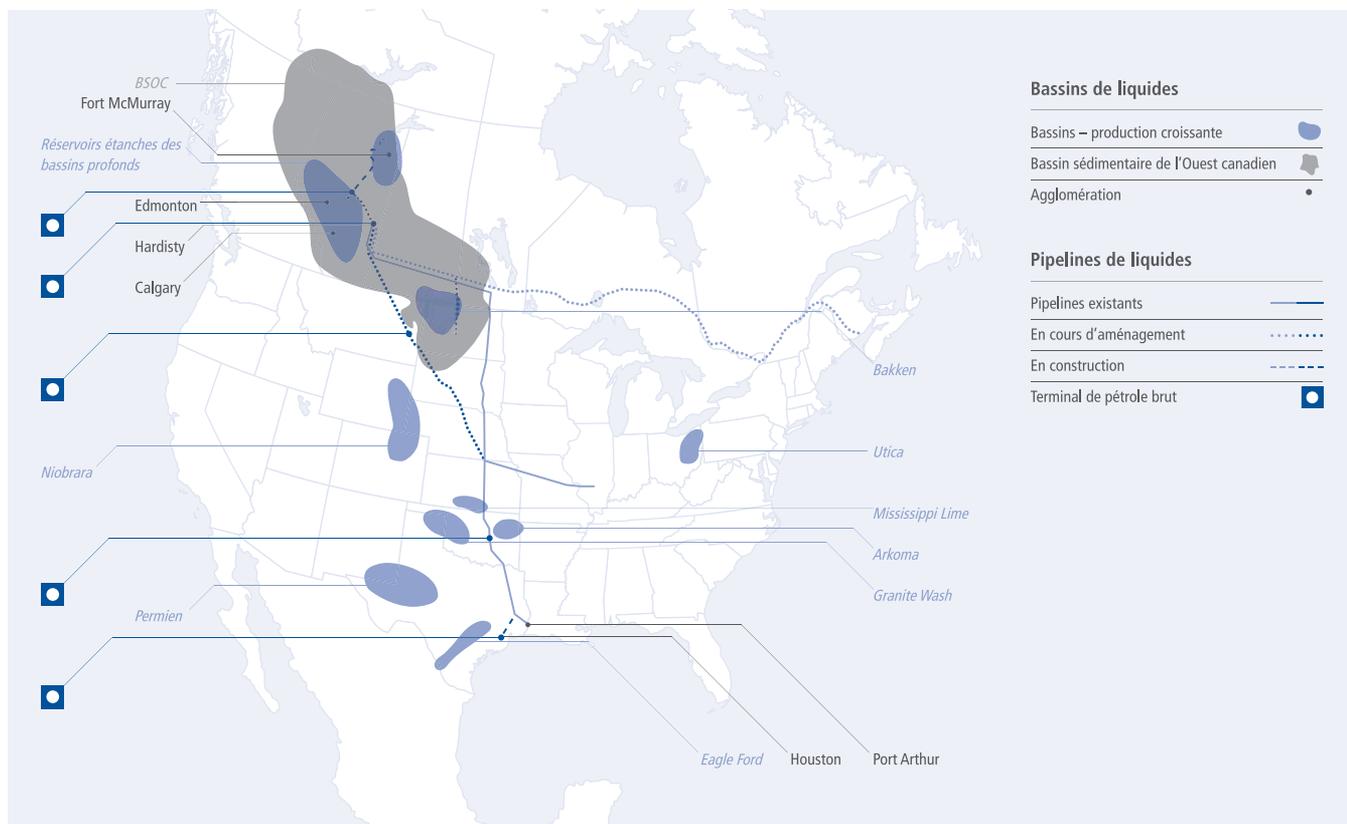
LES ROUAGES DU SECTEUR DES PIPELINES DE LIQUIDES

En général, les pipelines transportent du pétrole brut tiré de grandes sources d'approvisionnement jusqu'à des marchés de raffinage qui en font divers produits pétroliers.

Le résultat attribuable à nos pipelines de liquides provient principalement de la capacité pipelinière vendue aux expéditeurs en contrepartie de paiements mensuels fixes qui ne sont pas fonction des livraisons réelles. La capacité non visée par des contrats est proposée sur le marché au comptant, ce qui offre des occasions de produire un résultat supplémentaire.

Les modalités de service et le montant des paiements mensuels fixes sont déterminés au moyen d'arrangements de transport négociés avec les expéditeurs. Ces arrangements sont habituellement établis à long terme et ils nous permettent de recouvrer les coûts que nous engageons pour construire et exploiter le réseau.

Contexte commercial et priorités stratégiques



Au cours de la dernière décennie, la production nord-américaine de pétrole brut a augmenté de façon significative en réponse à la croissance de la consommation mondiale d'énergie et à la demande accrue pour le pétrole brut. Cette croissance de l'offre de pétrole brut a stimulé la demande pour de nouvelles infrastructures de pipelines de liquides afin de relier ces sources aux principaux marchés nord-américains et étrangers. Nous avons réussi à obtenir un portefeuille de projets garantis sur le plan commercial d'une valeur de 25 milliards de dollars pour aménager cette infrastructure et nous continuons de chercher de nouvelles occasions d'élargir notre offre de services de transport à d'autres secteurs de la chaîne de valeur, notamment le stockage à long terme de liquides.

Récemment, les prix du pétrole brut ont nettement diminué, alors que la croissance de l'offre de pétrole léger aux États-Unis, qui a délogé les importations nord-américaines, et la croissance d'autres approvisionnements mondiaux surpassent la demande supplémentaire. Bien que les approvisionnements provenant de la production à coût élevé puissent être réduits si le recul des prix persiste, nous ne prévoyons pas que l'évolution des prix des produits de base ou la réduction des approvisionnements auront des répercussions marquées sur notre entreprise. Nos activités actuelles et nos projets d'aménagement sont appuyés par des contrats à long terme aux termes desquels nous avons accepté de fournir la capacité pipelinière à nos clients en contrepartie de paiements mensuels fixes. La nature cyclique de l'offre et la demande des produits de base et les fluctuations de prix connexes peuvent avoir un impact secondaire sur nos activités, car nos expéditeurs peuvent choisir d'accélérer ou de retarder certains nouveaux projets. Cela peut influencer sur le moment de la demande de services de transport ou de nouvelles infrastructures pipelinières.

Les fluctuations des prix des produits de base font partie intégrante du cycle économique. À plus long terme, nous prévoyons que la demande mondiale de pétrole brut maintiendra sa progression et mènera à une croissance continue de la production de pétrole brut en Amérique du Nord ainsi qu'à une demande pour de

nouvelles infrastructures pipelinières. La place de plus en plus grande que nous occupons dans le secteur du transport de pétrole brut crée une plateforme importante pour saisir ces occasions de croissance futures.

Perspective de l'offre

Canada

L'Alberta produit la majeure partie du pétrole brut du BSOC, qui est la principale source d'approvisionnement en pétrole brut du réseau d'oléoducs Keystone. Dans son rapport de 2014 intitulé *Crude Oil Forecast, Markets and Transportation*, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (« ACPP ») a estimé la production du BSOC en pétrole brut classique et en condensats pour 2015 à 1,4 million de b/j et à 2,2 millions de b/j pour le pétrole brut tiré des sables bitumineux, soit un total d'environ 3,6 millions de b/j. Le rapport prévoit que la production de pétrole brut du BSOC passera à 4,6 millions de b/j d'ici à 2020 et à 6,4 millions de b/j d'ici à 2030.

Dans un communiqué de presse de janvier 2015, l'ACPP a annoncé que les dépenses d'investissement dans l'Ouest canadien en 2015, y compris la mise en valeur des sables bitumineux, diminueraient pour s'établir à 46 milliards de dollars, soit 23 milliards de dollars de moins que prévu en 2014. L'ACPP prévoit un ralentissement de la croissance de la production de pétrole brut de 65 000 b/j en 2015 et de 120 000 b/j en 2016 par rapport aux données présentées dans son rapport de 2014 intitulé *Crude Oil Forecast, Markets and Transportation*. Bien que l'ACPP prévoie une diminution des dépenses d'investissement, les prévisions révisées pour la production totale de pétrole brut dans l'Ouest canadien sont plus élevées d'environ 150 000 b/j en 2015 qu'en 2014.

Selon le document publié en mai 2014 et intitulé *Alberta's Energy Reserves 2013 and Supply/Demand Outlook 2014-2023*, l'Alberta Energy Regulator (« AER ») a estimé à environ 167 milliards le nombre de barils pouvant être techniquement et économiquement récupérés dans les sources classiques et les sables bitumineux de l'Alberta. Les réserves de sables bitumineux ont une longue durée de vie, qu'on estime être de 25 à 50 ans pour les projets d'extraction à ciel ouvert et entre 10 et 15 ans, en moyenne, pour la production in situ. Cette longévité correspond au souhait des producteurs d'établir un lien à long terme entre leurs réserves et le marché. Le réseau d'oléoducs Keystone, y compris Keystone XL, et le projet d'oléoduc Énergie Est sont soutenus par des contrats à long terme.

États-Unis

Selon les Perspectives énergétiques mondiales établies en 2014 par l'Agence internationale de l'énergie, d'ici à 2020, les États-Unis devanceront l'Arabie Saoudite à titre de principal producteur de pétrole brut au monde. L'Energy Information Administration (« EIA ») des États-Unis prévoit une production en hausse de plus de 1,0 million de b/j aux États-Unis de 2014 à 2019, et un sommet de 9,6 millions de b/j en 2019. Cette augmentation est due aux récentes percées en production de pétrole de schiste, que l'EIA estime à quelque 4,8 millions de b/j d'ici à 2020, avant l'amorce d'un déclin après 2022.

La croissance de l'approvisionnement pétrolier des États-Unis viendra principalement de la formation de Bakken, dans le bassin Williston, situé dans le Dakota du Nord et au Montana, du bassin permien, situé dans le Sud du Texas, et des gisements schisteux Woodford situés dans le bassin Arkoma, en Oklahoma. Ces zones de production de pétrole de schiste constituent également une partie des sources d'approvisionnement en pétrole brut pour nos projets Bakken Marketlink et Cushing Marketlink.

La production croissante des États-Unis contribue à la hausse de l'approvisionnement en pétrole brut au carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, et a donné lieu à une demande accrue de capacité pipelinière entre Cushing, en Oklahoma, et le marché de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique. Cushing Marketlink, qui utilise des installations comprises dans le réseau d'oléoducs Keystone, procure la capacité pipelinière supplémentaire nécessaire au transport de pétrole brut de Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique.

Le rapport de l'EIA prévoit que, malgré la hausse de la production pétrolière américaine, les États-Unis demeureront un importateur net de pétrole brut et que ses importations se chiffreront à 7,7 millions de b/j

vers 2040. La production croissante des bassins permiers, dans l'Ouest du Texas, Eagle Ford, dans le Sud du Texas, et Williston, qui se compose surtout de pétrole brut léger, fera vraisemblablement concurrence aux volumes de brut léger venant de pays tels le Nigéria et l'Arabie Saoudite. Les raffineries de la côte du golfe du Mexique continueront sans doute de préférer le pétrole moyen et lourd du Canada parce qu'elles ont été conçues pour traiter ce type de brut et qu'elles ne peuvent pas commencer facilement à traiter de grandes quantités de pétrole de schiste léger sans faire de grands investissements. Les raffineries de la côte du golfe du Mexique ont besoin d'environ 3,5 millions de b/j de brut lourd et de densité moyenne à l'heure actuelle. Cette demande ne devrait pas fluctuer de façon appréciable à l'avenir. Le réseau d'oléoducs Keystone est tout à fait en mesure d'acheminer le brut lourd canadien vers cet important marché.

Priorités stratégiques

Nous nous concentrons à faire avancer notre portefeuille de projets garantis sur le plan commercial pour assurer le transport des approvisionnements de pétrole brut du Canada et des États-Unis vers les marchés clés.

L'obtention de l'approbation réglementaire pour notre projet d'oléoduc Énergie Est de 12 milliards de dollars est une priorité clé. En 2014, nous avons déposé les demandes réglementaires nécessaires afin d'obtenir l'autorisation de construire et d'exploiter ce projet et nous consultons activement les parties prenantes pendant que nous travaillons à obtenir cette approbation réglementaire. Des raffineries de l'Est du Canada traitent déjà du brut léger importé de l'Afrique de l'Ouest et du Moyen-Orient et pourraient donc être en mesure de traiter le pétrole brut léger nord-américain. Selon le rapport de 2014 *Crude Oil Forecast, Markets and Transportation*, la capacité de raffinage totale dans l'Est du Canada s'établit à environ 1,2 million de b/j et l'Ouest du pays n'a fourni que 354 000 b/j aux raffineries de l'Est. En raison d'une capacité pipelinrière insuffisante, bon nombre de ces raffineries ont commencé à recevoir par voie ferrée du brut léger intérieur en petites quantités à un coût beaucoup plus élevé que celui du transport par pipeline. Cette situation a suscité une forte demande d'oléoducs reliant l'Est du Canada à la production de pétrole léger en plein essor de la formation de Bakken et du BSOC. Nous nous attendons à ce que notre projet Énergie Est, une fois approuvé et construit, puisse satisfaire à cette demande.

Nous poursuivons notre plein engagement envers Keystone XL malgré les retards sans précédent dus à la réglementation auxquels nous nous sommes butés dans ce projet. Le projet Keystone XL permettrait de prolonger le réseau d'oléoducs Keystone et ainsi de fournir une capacité supplémentaire de plus de 800 000 b/j. Ce projet est soutenu par des contrats à long terme et permettra de transporter le pétrole brut du Canada ainsi que les approvisionnements croissants de brut des États-Unis vers les grands marchés de raffinage dans le Midwest et le long de la côte américaine du golfe du Mexique.

En Alberta, nous tirons parti de notre vaste empreinte de gazoducs et misons sur notre expérience pour développer une entreprise régionale de pipelines de liquides. La croissance de la production tirée des sables bitumineux crée un besoin de nouveaux pipelines à l'intérieur de l'Alberta, tels que le projet pipelinier Grand Rapids, qui permettra de transporter du pétrole brut depuis la source jusqu'aux carrefours pétroliers d'Edmonton-Heartland et de Hardisty, en Alberta, ainsi que des diluants de la région d'Edmonton-Heartland jusqu'à la zone de production dans le Nord de l'Alberta. Les projets de pipeline Heartland et des terminaux de TC visent à soutenir ces carrefours pétroliers qui offriront aux expéditeurs la possibilité de se relier au réseau d'oléoducs Keystone, à l'oléoduc Énergie Est et à d'autres oléoducs qui acheminent le brut à l'extérieur de l'Alberta pour fournir à nos clients une voie homogène de la production à la commercialisation.

À mesure que notre empreinte de pipelines de liquides continue de s'étendre en Amérique du Nord, nous évaluons également d'autres possibilités d'élargir notre offre de services. Celles-ci comprennent le développement de solutions de transport ferroviaire, le transport d'autres liquides comme les condensats et l'ajout de services de terminaux et de stockage de liquides pour compléter notre infrastructure existante.

FAITS MARQUANTS

Réseau d'oléoducs Keystone

L'achèvement du prolongement sur la côte du golfe en janvier 2014 a permis d'élargir le réseau d'oléoducs Keystone pour former un réseau d'oléoducs de 4 247 km (2 639 milles) qui transporte du pétrole brut de Hardisty, en Alberta, aux marchés du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique.

À ce jour, le réseau d'oléoducs Keystone a acheminé plus de 830 millions de barils de pétrole brut du Canada vers les États-Unis.

Cushing Marketlink

La construction des installations de Cushing Marketlink à Cushing, en Oklahoma, s'est achevée en septembre 2014. Cushing Marketlink transporte du pétrole brut depuis le carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, jusqu'au marché de raffinage sur la côte américaine du golfe du Mexique à l'aide d'installations qui font partie du réseau d'oléoducs Keystone.

Latéral et terminal de Houston

La construction du latéral de Houston, sur une distance de 77 km (48 milles), et du terminal pétrolier se poursuit, ce qui permettra de prolonger le réseau d'oléoducs Keystone jusqu'aux raffineries de Houston au Texas. La capacité de stockage initiale du terminal devrait s'établir à 700 000 barils de pétrole brut. L'oléoduc et le terminal devraient être achevés pendant la seconde moitié de 2015.

Keystone XL

En janvier 2014, le Département d'État a publié l'énoncé supplémentaire définitif de l'impact environnemental (« FSEIS ») pour le projet Keystone XL. Les résultats compris dans le rapport sont conformes à ceux des études environnementales précédentes à ce titre. Ainsi, selon le FSEIS, Keystone XL ne devrait guère avoir d'incidence sur le rythme d'extraction des sables bitumineux et toutes les autres solutions de rechange à l'aménagement de Keystone XL pour le transport de pétrole brut se révèlent moins efficaces et entraîneraient la production d'une quantité plus élevée d'émissions de gaz à effet de serre, plus de déversements de pétrole et de plus grands risques pour la sécurité du public. Le rapport marquait le début de consultations auprès d'autres organismes gouvernementaux et du grand public d'une durée possible de 90 jours dans le cadre d'une évaluation de l'intérêt national. En avril 2014, le Département d'État annonçait la prolongation du processus d'évaluation de l'intérêt national pour une période indéterminée afin de lui laisser le temps d'étudier l'incidence éventuelle de la cause traitée ci-dessous sur le tronçon du Nebraska du tracé du pipeline.

En février 2014, un tribunal de district du Nebraska a statué que le pouvoir d'approuver un tracé de rechange, au Nebraska, pour Keystone XL appartient à la Public Service Commission, non au gouverneur Dave Heineman. Le procureur général du Nebraska a interjeté appel devant la Cour suprême du Nebraska le 5 septembre 2014. Le 9 janvier 2015, la Cour suprême du Nebraska a annulé la décision du tribunal inférieur statuant que la loi était inconstitutionnelle. Par conséquent, l'approbation du gouverneur, en janvier 2013, du tracé de rechange au Nebraska pour Keystone XL demeure valide. Des propriétaires fonciers ont intenté des poursuites dans deux comtés du Nebraska cherchant à empêcher Keystone XL de condamner les servitudes sur des motifs constitutionnels d'État.

En septembre 2014, nous avons présenté une requête pour Keystone XL auprès de la Public Utilities Commission (« PUC ») du Dakota du Sud. Cette certification confirme que les conditions selon lesquelles le permis de construction initial de Keystone XL, délivré par la PUC en juin 2010, a été accordé continuent d'être satisfaites. Le processus d'audience formel pour la certification est prévu pour mai 2015.

Le 16 janvier 2015, le Département d'État a relancé l'examen de l'intérêt national et a demandé aux huit organismes fédéraux y jouant un rôle de déterminer si Keystone XL sert les intérêts nationaux et de faire connaître leur décision au Département d'État d'ici le 2 février 2015.

Le 2 février 2015, l'Environmental Protection Agency (« EPA ») des États-Unis a affiché sur son site Web une lettre de commentaires suggérant, entre autres, que le FSEIS rendu public par le Département d'État n'avait

pas intégralement évalué les incidences sur l'environnement du pipeline Keystone et que, dans le contexte du repli du prix du pétrole, Keystone XL pourrait intensifier les taux de production à partir des sables bitumineux et des émissions de gaz à effet de serre. Le 10 février 2015, nous avons transmis une lettre au Département d'État contestant ces commentaires et d'autres commentaires énoncés dans la lettre de l'EPA, mais aussi proposant de collaborer avec le Département d'État pour assurer qu'il dispose de toute l'information pertinente pour lui permettre d'en arriver à la décision d'approuver Keystone XL.

Le moment et l'approbation ultime de Keystone XL demeurent incertains. Advenant que le projet n'aille pas de l'avant tel que prévu, nous réévaluerions et réduirions sa valeur comptable pour la ramener au montant recouvrable, advenant qu'il soit nécessaire et approprié de le faire.

L'estimation des coûts en capital pour le projet Keystone XL devrait se chiffrer à environ 8,0 milliards de dollars US. Au 31 décembre 2014, nous avons déjà investi 2,4 milliards de dollars US dans ce projet et nous avons capitalisé des intérêts d'un montant de 0,4 milliard de dollars US.

Terminal de Keystone à Hardisty

Le terminal de Keystone à Hardisty sera construit en collaboration avec Keystone XL et devrait être achevé environ deux ans après la date de réception du permis de Keystone XL.

Oléoduc Énergie Est

En mars 2014, nous avons soumis la description du projet Oléoduc Énergie Est auprès de l'ONÉ. Il s'agissait là de la première étape officielle du processus de réglementation pour obtenir les approbations nécessaires en vue de la construction et de l'exploitation du pipeline.

Le 30 octobre 2014, nous avons déposé auprès de l'ONÉ les demandes réglementaires nécessaires afin d'obtenir l'autorisation de construire et d'exploiter le projet Énergie Est et les installations terminales. Le coût estimatif de ce projet est de 12 milliards de dollars environ et ce montant ne comprend pas la valeur de transfert des actifs liés au gaz naturel du réseau principal au Canada. Sous réserve des approbations réglementaires, le pipeline devrait effectuer les premières livraisons d'ici la fin de 2018.

Le projet Énergie Est comprend un terminal maritime proposé près de Cacouna, au Québec qui serait adjacent à un habitat de bélugas. Le 8 décembre 2014, le Comité sur la situation des espèces en péril au Canada a recommandé que les bélugas soient inscrits à la liste des espèces en voie de disparition. Par conséquent, nous avons pris la décision de mettre fin à toute poursuite des travaux à Cacouna et nous étudierons la recommandation, évaluerons les éventuelles répercussions sur le projet et examinerons toutes les options viables. Nous avons l'intention d'en arriver à une décision sur la façon de procéder d'ici la fin du premier trimestre de 2015.

L'oléoduc Énergie Est, d'une capacité de 1,1 million de b/j, a obtenu, dans le cadre d'appels de soumissions, des engagements fermes de longue durée pour le transport d'environ 1 million de b/j de pétrole brut depuis l'Ouest canadien.

Pipeline Northern Courier

En juillet 2014, l'AER a délivré un permis pour approuver notre demande en vue de construire et d'exploiter le pipeline Northern Courier. Les travaux ont été entamés pour le pipeline de 90 km (56 milles), chiffré à 900 millions de dollars, pour le transport de bitume et de diluant depuis le site minier de Fort Hills jusqu'au terminal de Suncor Énergie situé au nord de Fort McMurray, en Alberta. Nous prévoyons que le pipeline sera prêt pour la mise en service en 2017.

Projet de pipeline Heartland et de terminaux de TC

Le pipeline Heartland est un oléoduc de 200 km (125 milles) reliant la région du marché d'Edmonton-Heartland aux installations de Hardisty, en Alberta. Les terminaux de TC sont une installation terminale dans le secteur industriel de Heartland, au nord d'Edmonton.

Le pipeline pourra transporter jusqu'à 900 000 b/j, tandis que l'installation terminale aura une capacité de stockage initiale d'un maximum de 1,9 million de barils de pétrole brut. La demande concernant l'installation terminale a été approuvée en février 2014 et la construction a commencé en octobre 2014.

Le coût cumulé de ces projets est évalué à 900 millions de dollars et leur mise en service est prévue vers la fin de 2017.

Pipeline Grand Rapids

Le 9 octobre 2014, l'AER a délivré un permis pour approuver notre demande en vue de construire et d'exploiter le pipeline Grand Rapids. Nous avons un partenaire, par l'entremise d'une coentreprise, pour aménager le pipeline Grand Rapids, un réseau de pipelines de 460 km (287 milles) de transport de brut et de diluant reliant la zone de production au nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, aux terminaux de la région d'Edmonton-Heartland. Chaque partenaire détiendra 50 % du projet pipelinier de 3 milliards de dollars et nous en serons l'exploitant. Notre partenaire a également conclu une entente à long terme de transport de pétrole brut à l'appui du projet Grand Rapids. La construction a commencé et les premières livraisons de brut sont prévues en 2016.

Pipeline Upland

En novembre 2014, nous avons mené à terme un appel de soumissions fructueux pour le pipeline Upland. Le pipeline de 600 millions de dollars devrait assurer le transport de pétrole brut à partir et entre de multiples points au Dakota du Nord et se relier à l'oléoduc Énergie Est à Moosomin en Saskatchewan.

Sous réserve des approbations réglementaires, nous prévoyons que le pipeline Upland sera mis en service en 2018. Les contrats commerciaux que nous avons conclus pour le pipeline Upland sont conditionnels à la poursuite du projet Énergie Est.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur des pipelines de liquides. Voir la page 107 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels la société est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques d'exploitation, les risques liés à la santé, la sécurité et l'environnement (« SSE ») et les risques financiers.

Risque d'exploitation

L'optimisation et le maintien de la capacité disponible de nos pipelines de liquides sont essentiels au succès du secteur des pipelines de liquides. 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.

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 financière de nos pipelines de liquides. L'opinion publique sur la mise en valeur et la production de pétrole peut également avoir une incidence sur le processus de réglementation. 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. Pour gérer ce risque, nous nous tenons constamment au courant des faits nouveaux et des décisions en matière de réglementation 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.

Coûts de réalisation, en capital et d'obtention des permis

Nous prenons d'importants engagements de capitaux à l'égard de grands projets d'infrastructure en nous appuyant sur l'hypothèse que les nouveaux actifs offriront un rendement des investissements intéressant à l'avenir. Aux termes de certains contrats, nous partageons avec les clients le coût lié à ces risques. Bien que nous tenions compte minutieusement du coût prévu de nos projets d'investissement, dans le cas de certains contrats, nous sommes exposés au risque lié au coût du capital, qui peut avoir une incidence sur le rendement du projet. Nos projets d'investissement sont également soumis au risque d'obtention des permis, qui peut se traduire par des retards de construction, une hausse des coûts en capital et la réduction des rendements du capital investi.

Approvisionnement en pétrole brut et demande de capacité pipelinière

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 des prix dans le secteur pétrolier 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 pétrolier 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 transporter les approvisionnements croissants de pétrole brut du BSOC, du bassin Williston et des bassins permien et Arkoma jusqu'aux principaux marchés de raffinage et d'exportation d'Amérique du Nord. Nous faisons face aussi à la concurrence d'autres sociétés pipelinières et, dans une moindre mesure, de compagnies de chemin de fer qui cherchent également à transporter ces approvisionnements de pétrole brut 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.

Énergie

Notre portefeuille du secteur de l'énergie compte des actifs de production d'électricité au Canada et aux États-Unis et des actifs de stockage de gaz naturel non réglementés en Alberta.

Nous détenons, contrôlons ou travaillons à aménager des installations présentant une capacité de production d'électricité d'environ 11 800 MW au moyen d'actifs alimentés au gaz naturel, à l'énergie nucléaire, au charbon, à l'énergie hydraulique, à l'énergie éolienne et à l'énergie solaire. Au Canada, les installations du secteur de l'énergie se trouvent pour la plupart en Alberta, en Ontario et au Québec, alors qu'aux États-Unis, elles se trouvent dans la région de New York et dans les États de la Nouvelle-Angleterre et de l'Arizona. Les actifs sont en grande partie soutenus par des contrats à long terme et certains produisent à faible coût la charge de base alors que d'autres, situés dans une zone critique, produisent la charge essentielle.

Dans le but de gérer activement notre exposition aux risques liés aux produits de base et d'offrir des rendements élevés, nous dirigeons également des activités de commercialisation et de commerce de gros et de détail de l'énergie visant l'ensemble de l'Amérique du Nord à partir de nos bureaux en Alberta, en Ontario et au Massachusetts.

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 albertaine. Notre capacité de stockage et de services connexes, compte tenu des installations de stockage de gaz naturel réglementées, qui sont situées au Michigan et qui font partie du secteur des gazoducs, se chiffre à plus de 350 Gpi³.

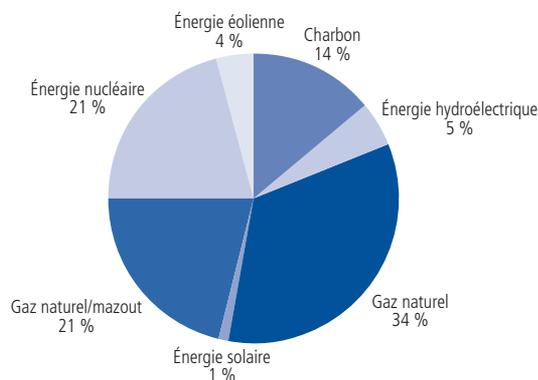
Coup d'œil sur la stratégie

Nous nous concentrons sur la croissance d'un portefeuille d'actifs de production d'énergie et de stockage de gaz naturel à faible coût et de longue durée situés dans les marchés nord-américains de base, tout en maximisant la valeur de nos investissements actuels par l'entremise d'opérations sûres et fiables.

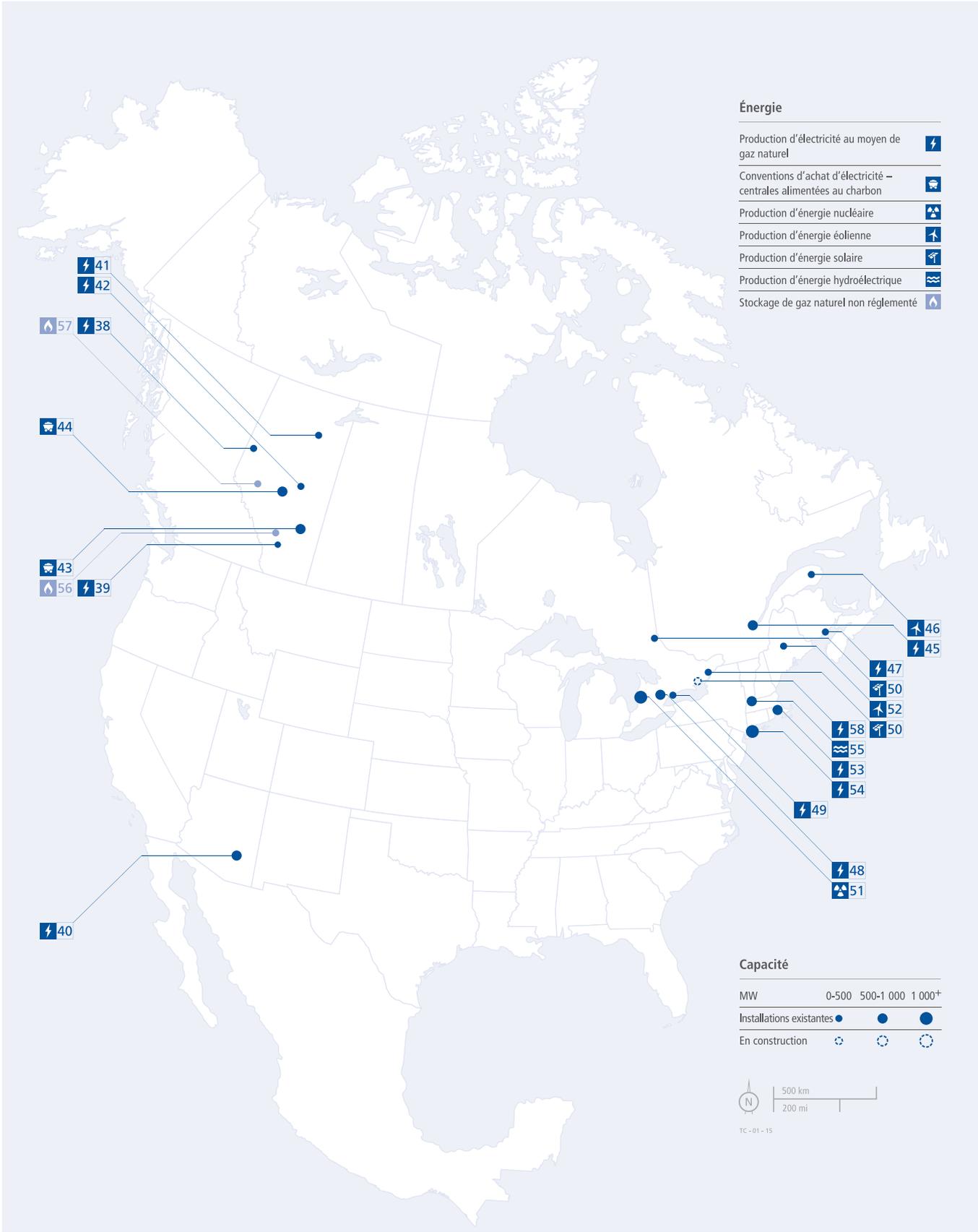
Les occasions de croissance dans le secteur de la production d'électricité en Amérique du Nord sont issues de la demande accrue en énergie et de la nécessité de remplacer les infrastructures vieillissantes de production d'électricité par des centrales alimentées au gaz et produisant de l'énergie renouvelable étant donné les tendances et les politiques sociales qui continuent de mettre l'accent sur la réduction de la teneur en carbone du parc de centrales. Nous sommes en bonne position pour participer à l'élaboration de cette nouvelle infrastructure de production d'électricité en raison de notre forte présence et de notre expérience sur les principaux marchés et de l'emplacement stratégique des exploitations actuelles. Nos récents investissements dans la production solaire et la construction de la centrale de Napanee en Ontario, tous deux soutenus par des contrats à long terme, sont des exemples d'une telle croissance et de telles occasions. Le potentiel pour une remise à neuf des centrales nucléaires de Bruce Power est un autre exemple des possibilités de développer davantage notre portefeuille diversifié de technologies de production, les types de carburant, les marchés et les structures contractuelles.

Le rôle joué par le stockage du gaz naturel pour assurer et équilibrer la fiabilité et la souplesse du réseau gazier devrait prendre plus d'importance au fil de l'expansion du marché, qui sera dynamisé par le recours à une capacité de production d'électricité fondée sur le gaz naturel et à la suite de la construction de nouveaux terminaux d'exportation de GNL. À plus long terme, nous prévoyons qu'une dépendance accrue au besoin de stockage de gaz naturel entraînera des rendements plus élevés provenant de nos activités de stockage de gaz.

Électricité produite selon le combustible¹



¹ Y compris les installations en construction.



Nous sommes l'exploitant de tous nos actifs énergétiques, à l'exception des CAE de Sheerness et de Sundance A et B, de Cartier énergie éolienne, de Bruce A et B et de Portlands Energy.

	capacité de production (MW)	type de combustible	description	lieu	participation
Installations énergétiques au Canada Capacité de production de 8 037 MW (y compris les installations en construction)					
Installations énergétiques de l'Ouest Offre d'électricité de 2 609 MW en Alberta et dans l'Ouest des États-Unis					
38 Bear Creek	80	gaz naturel	Centrale de cogénération	Grande Prairie (Alberta)	100 %
39 Carseland	80	gaz naturel	Centrale de cogénération	Carseland (Alberta)	100 %
40 Coolidge ¹	575	gaz naturel	Centrale électrique de pointe à cycle simple	Coolidge (Arizona)	100 %
41 Mackay River	165	gaz naturel	Centrale de cogénération	Fort McMurray (Alberta)	100 %
42 Redwater	40	gaz naturel	Centrale de cogénération	Redwater (Alberta)	100 %
43 CAE de Sheerness	756	charbon	Production contractée en vertu de la CAE	Hanna (Alberta)	100 %
44 CAE de Sundance A	560	charbon	Production contractée en vertu de la CAE	Wabamun (Alberta)	100 %
44 CAE de Sundance B (Propriétaire : ASTC Power Partnership ²)	353 ³	charbon	Production contractée en vertu de la CAE	Wabamun (Alberta)	50 %
Installations énergétiques de l'Est Capacité de production de 2 939 MW (y compris les installations en construction)					
45 Bécancour	550	gaz naturel	Centrale de cogénération	Trois-Rivières (Québec)	100 %
46 Cartier énergie éolienne	365 ³	énergie éolienne	Cinq projets éoliens	Gaspésie (Québec)	62 %
47 Grandview	90	gaz naturel	Centrale de cogénération	Saint-Jean (Nouveau-Brunswick)	100 %
48 Halton Hills	683	gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Halton Hills (Ontario)	100 %
49 Portlands Energy	275 ³	gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Toronto (Ontario)	50 %
50 Énergie solaire en Ontario	76	énergie solaire	Huit projets d'énergie solaire	Sud de l'Ontario et New Liskeard (Ontario)	100 %
Bruce Power Capacité de production de 2 489 MW par l'entremise de huit réacteurs					
51 Bruce A	1 467 ³	énergie nucléaire	Quatre réacteurs en exploitation	Tiverton (Ontario)	48,9 %
51 Bruce B	1 022 ³	énergie nucléaire	Quatre réacteurs en exploitation	Tiverton (Ontario)	31,6 %

	capacité de production (MW)	type de combustible	description	lieu	participation	
Installations énergétiques aux États-Unis Capacité de production de 3 755 MW						
52	Projet éolien de Kibby	132	énergie éolienne	Parc éolien	Cantons de Kibby et de Skinner (Maine)	100 %
53	Ocean State Power	560	gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Burrillville (Rhode Island)	100 %
54	Ravenswood	2 480	gaz naturel et mazout	Centrale à turbines multiples (turbines à vapeur polycombustibles, turbines à cycle combiné et turbines à combustion)	Queens (New York)	100 %
55	TC Hydro	583	centrales hydroélectriques	13 centrales hydroélectriques, avec barrages et réservoirs connexes	Sur le fleuve Connecticut et la rivière Deerfield (New Hampshire, Vermont et Massachusetts)	100 %
Installations de stockage de gaz naturel non réglementées Capacité de stockage de 118 Gpi ³						
56	CrossAlta	68 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL	Crossfield (Alberta)	100 %
57	Edson	50 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL	Edson (Alberta)	100 %
En construction						
58	Napanee	900	gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Greater Napanee (Ontario)	100 %

¹ Centrale située en Arizona et dont les résultats sont constatés dans les résultats des installations énergétiques de l'Ouest canadien.

² Nous détenons une participation de 50 % dans ASTC Power Partnership, qui a conclu une CAE à l'égard de la production de la centrale de Sundance B.

³ Notre quote-part de la capacité de production.

RÉSULTATS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAll comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (l'équivalent des mesures conformes aux PCGR).

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
BAIIA comparable	1 348	1 363	903
Amortissement comparable	(309)	(294)	(283)
BAll comparable	1 039	1 069	620
Postes particuliers :			
Gain à la vente de Cancarb	108	-	-
Résiliation du contrat avec Niska	(43)	-	-
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	-	(20)
Activités de gestion des risques	(53)	44	(21)
Bénéfice sectoriel	1 051	1 113	579

Le bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie a diminué de 62 millions de dollars en 2014 par rapport à 2013 et il a augmenté de 534 millions de dollars en 2013 par rapport à 2012.

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie comprenait les éléments précis suivants :

- le gain de 108 millions de dollars sur la vente de Cancarb Limited et de son installation connexe de production d'électricité, qui a été réalisée en avril 2014;
- la perte nette de 43 millions de dollars découlant du paiement de résiliation du contrat avec Niska Gas Storage prenant effet le 30 avril 2014;
- la perte nette de 20 millions de dollars découlant de la décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A en juillet 2012 relativement à 2011;
- 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 liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés, comme suit :

Activités de gestion des risques (en millions de dollars, avant les impôts)	2014	2013	2012
Installations énergétiques au Canada	(11)	(4)	4
Installations énergétiques aux États-Unis	(55)	50	(1)
Stockage de gaz naturel	13	(2)	(24)
Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	(53)	44	(21)

Les écarts sur douze mois observés sur ces gains et pertes non réalisés reflètent l'incidence des changements sur les prix à terme pour le gaz et l'énergie et le volume de notre position pour ces dérivés pour une certaine période. Cependant, ils ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement ou l'effet compensateur des autres transactions de produits dérivés ou non dérivés qui composent notre entreprise en général. Par conséquent, nous estimons qu'ils ne font pas partie de nos activités sous-jacentes.

Les éléments précis mentionnés ci-dessus ont été exclus de nos calculs du BAII comparable. Le solde du bénéficiaire sectoriel du secteur de l'énergie est l'équivalent du BAII comparable qui, ainsi que le BAIIA comparable, sont examinés ci-dessous.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Installations énergétiques au Canada			
Installations énergétiques de l'Ouest	252	355	311
Installations énergétiques de l'Est ¹	350	322	321
Bruce Power	314	310	14
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada²	916	987	646
Amortissement comparable	(179)	(172)	(152)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada²	737	815	494
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)			
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis	376	323	209
Amortissement comparable	(107)	(107)	(121)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	269	216	88
Incidence du change	27	7	-
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	296	223	88
Stockage de gaz naturel et autres			
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres²	44	63	67
Amortissement comparable	(12)	(12)	(10)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres²	32	51	57
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(26)	(20)	(19)
BAII comparable du secteur de l'énergie²	1 039	1 069	620
Sommaire			
BAIIA comparable du secteur de l'énergie²	1 348	1 363	903
Amortissement comparable	(309)	(294)	(283)
BAII comparable du secteur de l'énergie²	1 039	1 069	620

¹ Ces données tiennent compte de l'acquisition de quatre installations de production d'énergie solaire, entre juin et décembre 2013, de trois installations de production d'énergie solaire en septembre 2014 et d'une installation de production d'énergie solaire en décembre 2014 et de la deuxième phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne terminée en novembre 2012.

² Ces données comprennent notre quote-part du bénéfice tiré de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership, Portlands Energy, Bruce Power et CrossAlta jusqu'en décembre 2012. En décembre 2012, nous avons acheté la participation restante de 40 % dans CrossAlta, ce qui a porté à 100 % notre participation, et nous avons commencé à consolider son exploitation.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a été inférieur de 15 millions de dollars en 2014 par rapport à 2013, ce qui tient compte :

- du résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix réalisés;
- du résultat plus élevé du secteur de l'électricité aux États-Unis, en raison surtout de la hausse des prix de capacité réalisés dans la région de New York et des prix réalisés pour l'électricité par nos installations hydroélectriques de New York et de la Nouvelle-Angleterre;

- du bénéfice supplémentaire des installations énergétiques de l'Est principalement attribuable aux quatre installations d'énergie solaire acquises en 2013 et en 2014;
- du bénéfice moindre tiré du stockage de gaz naturel par suite de la réduction des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a été supérieur de 460 millions de dollars en 2013 par rapport à 2012, ce qui tient compte :

- de la hausse de la quote-part du bénéfice de Bruce Power résultant de l'augmentation des produits des réacteurs 1 et 2 et de la diminution du nombre prévu de jours d'arrêt d'exploitation du réacteur 4 ainsi que de la constatation d'un règlement d'assurance lié à la panne du générateur électrique du réacteur 2 en mai 2012;
- du résultat supérieur du secteur de l'électricité aux États-Unis, en raison surtout de la hausse des prix de capacité réalisés dans la région de New York et des prix réalisés pour l'électricité;
- du résultat supérieur du secteur de l'électricité dans l'Ouest en raison principalement d'une augmentation des volumes achetés dans le cadre de CAE.

PERSPECTIVES

Résultat

Nous prévoyons que le bénéfice du secteur de l'énergie pour 2015 sera légèrement plus bas qu'en 2014, en supposant l'effet net des attentes suivantes :

- l'affaiblissement des prix de l'électricité en Alberta;
- la baisse de la quote-part du bénéfice de Bruce Power en raison des activités d'entretien prévu et de coûts d'exploitation plus élevés;
- l'apport inférieur de nos exploitations de stockage de gaz naturel;
- le résultat inférieur découlant de la vente de Cancarb en avril 2014;
- le recul des prix de capacité réalisés de New York;
- l'augmentation de l'apport des actifs d'installations électriques aux États-Unis en raison de l'accroissement des marges nettes et de la production provenant du secteur de l'énergie;
- le résultat pendant un exercice complet des quatre installations de production d'énergie solaire acquises en Ontario en 2014;
- le relèvement de l'apport de nos exploitations du secteur de l'énergie au Québec.

Bien qu'une grande partie de la production de ce secteur soit vendue au moyen de contrats à long terme, les produits tirés de la production d'électricité qui fait l'objet de contrats à plus court terme ou qui est vendue au comptant continueront de subir les effets des fluctuations des prix de base et le résultat des activités de stockage de gaz naturel subiront les effets des écarts saisonniers des prix du stockage de gaz naturel.

Les marchés de vente au comptant pourraient par ailleurs être touchés par l'incidence des conditions météorologiques, des arrêts d'exploitation imprévus ainsi que des modifications également imprévues de la réglementation et peuvent mener à des variations de notre résultat pour le secteur de l'énergie.

Installations énergétiques de l'Ouest

Le prix moyen au comptant de l'électricité de 2015 devrait être légèrement inférieur à celui de 2014. Le marché de l'électricité de l'Alberta a été relativement bien approvisionné en 2014 et cette tendance devrait être davantage observée en 2015 avec l'ajout d'une grande centrale alimentée au gaz dans la région de Calgary qui devrait être mise en service au premier semestre de 2015. Le prix moyen au comptant de l'électricité en 2014 (50 \$ le MWh) était beaucoup plus bas que celui de 2013 (80 \$ le MWh), principalement en raison de la forte capacité disponible de centrales alimentées au charbon et de nouvelles capacités de production d'énergie éolienne malgré la forte croissance de la demande annuelle en alimentation d'un peu plus de 3 %.

L'Alberta Electric System Operator prévoit pour la prochaine décennie une saine croissance de l'approvisionnement afin de répondre à la croissance continue de la demande, qui est de plus de 3 % par

année. Bien que certaines de ces perspectives de forte croissance en Alberta soient tributaires des activités gazières et pétrolières et de la demande, elles sont également attribuables au renouvellement prévu des centrales alimentées au charbon et à la nécessité de remplacer la capacité d'autres installations de production vieillissantes qui seront mises hors service au fil du temps. Nous envisageons avec un optimisme prudent que le marché de l'Alberta continuera à surpasser la croissance dans d'autres régions d'Amérique du Nord.

Stockage de gaz naturel

Les écarts saisonniers des prix du gaz naturel devraient légèrement s'améliorer par rapport aux creux cycliques qu'ils ont connus; toutefois, l'extrême volatilité observée au premier trimestre de 2014 ne devrait pas se répéter au premier trimestre de 2015. Par conséquent, l'apport de ce secteur devrait être légèrement inférieur en 2015 par rapport aux résultats de 2014.

Installations énergétiques de l'Est

En janvier 2015, l'OEO et la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») ont fusionné et fonctionnent désormais comme une seule organisation exploitée sous la dénomination de SIERE. Cette fusion n'a pas d'incidence sur les modalités de nos contrats avec l'OEO.

Toute la production de nos actifs dans l'Est du Canada est visée par des contrats. Nos actifs en Ontario font l'objet de contrats conclus avec la SIERE et sont en grande partie à l'abri des prix du marché au comptant. Le résultat des installations énergétiques de l'Est devrait être plus élevé en 2015 en raison d'une année complète d'exploitation des actifs d'énergie solaire supplémentaires acquis en 2014 ainsi que de l'accroissement des produits contractuels de Bécancour.

Le marché de l'énergie de l'Ontario est actuellement bien approvisionné, bien que les centrales alimentées au charbon soient désormais entièrement hors service. L'effet cumulé de la croissance stable de la demande sur le réseau, en partie attribuable aux programmes d'économie d'énergie, et de l'augmentation de la production nucléaire et renouvelable permet à l'Ontario d'être un exportateur net d'électricité.

Bruce Power

Nous prévoyons que la quote-part du bénéfice de Bruce Power pour 2015 sera plus bas qu'en 2014 en raison principalement d'une hausse des activités d'entretien prévu et des coûts d'exploitation plus élevés aux installations de Bruce A et Bruce B. Pendant le deuxième trimestre de 2015, tous les réacteurs de Bruce B seront mis hors service pendant environ un mois pour permettre l'inspection du bâtiment sous vide de Bruce B. Le bâtiment sous vide est un élément clé des systèmes de sécurité du site et doit être inspecté environ une fois tous les dix ans. D'autres activités d'entretien prévu aux installations de Bruce B doivent avoir lieu pendant le deuxième trimestre de 2015.

Les travaux d'entretien prévu aux installations de Bruce A doivent avoir lieu pendant le premier et le troisième trimestres de 2015.

Les pourcentages de capacité globale disponible pour 2015 devraient se situer autour de 85 % pour Bruce A et Bruce B.

Le plan énergétique à long terme de 2013 du gouvernement de l'Ontario présentait son intention quant au rôle de l'énergie nucléaire dans les types de combustibles offerts à l'avenir. La remise à neuf possible de six réacteurs de Bruce Power a été incluse dans le plan et Bruce Power envisage activement les options de remise en état des installations dans ce contexte.

Installations énergétiques aux États-Unis

Les marchés du Nord-Est des États-Unis ont connu un hiver plus froid que la normale en 2014 avec plusieurs périodes de vortex polaires et des contraintes liées aux gazoducs provoquant une forte volatilité des prix pendant les mois d'hiver. Cependant, les mois d'été ont en outre connu des températures inférieures à la normale, ce qui a diminué la demande d'énergie pour satisfaire les besoins en climatisation. En 2015, nous prévoyons que la volatilité des prix se maintiendra pendant les mois d'hiver en raison des contraintes liées aux pipelines; cependant, les récentes baisses du prix du mazout devraient limiter les pointes de prix marquées par rapport aux années précédentes. Selon les prévisions de l'ISO de New York et de la Nouvelle-Angleterre, l'augmentation annuelle de la demande d'électricité devrait se maintenir à environ 1 % par année pendant les prochaines années.

Nos installations de production d'électricité situées dans le Nord-Est des États-Unis affichent également des produits appréciables en raison de leur présence dans les marchés régionaux de la capacité. Les fournisseurs d'électricité tirent parti de ces marchés du fait qu'ils peuvent fournir de l'électricité. Ces marchés visent également à promouvoir les investissements dans les ressources électriques existantes ou nouvelles nécessaires pour répondre à la demande des clients et pour assurer la fiabilité du réseau électrique. Les prix moyens au comptant pour New York devraient être en moyenne plus bas en 2015 qu'en 2014.

Différents profils de prix influent sur le moment où nous constatons le résultat tiré des activités de commercialisation de nos installations énergétiques aux États-Unis, notamment les prix que nous facturons à nos clients et ceux que nous payons pour les volumes achetés afin de remplir nos obligations de vente sur la durée des contrats. Les coûts liés aux volumes achetés pour respecter les engagements en matière de ventes d'électricité auprès des clients des secteurs de gros, commercial et industriel tiennent compte de certains contrats d'achat d'électricité sur plusieurs périodes et à prix unique. Puisque le prix que nous facturons à nos clients est généralement caractérisé par le marché, l'incidence de ces deux profils de prix contractuel donne généralement lieu à un résultat plus élevé de janvier à mars, contré par une baisse du résultat entre avril et décembre, avec des marges positives globales aux termes des contrats. En raison de la volatilité accrue des prix à terme du gaz naturel et de l'électricité dans le marché de la Nouvelle-Angleterre, ces différences seront plus importantes en 2015.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement du secteur de l'énergie ont totalisé 0,2 milliard de dollars en 2014 et elles devraient atteindre environ 0,3 milliard de dollars en 2015. La page 114 traite du risque d'illiquidité plus en détail.

Participations comptabilisées à la valeur de consolidation et acquisitions

En 2014, outre le montant de 0,1 milliard de dollars investi dans Bruce Power pour divers projets d'investissement, nous avons investi 0,2 milliard de dollars pour l'acquisition de quatre installations d'énergie solaire en Ontario. Nous prévoyons consacrer environ 0,2 milliard de dollars aux investissements dans Bruce Power en 2015.

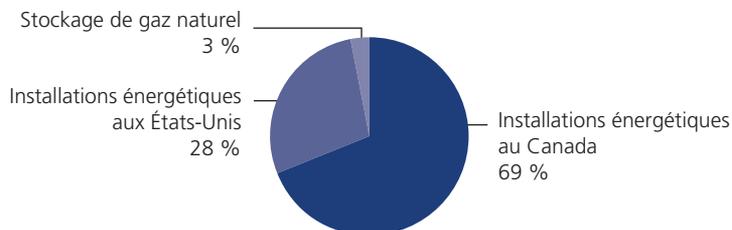
LES ROUAGES DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE

Le secteur de l'énergie compte trois groupes :

- les installations énergétiques au Canada;
- les installations énergétiques aux États-Unis;
- le stockage de gaz naturel.

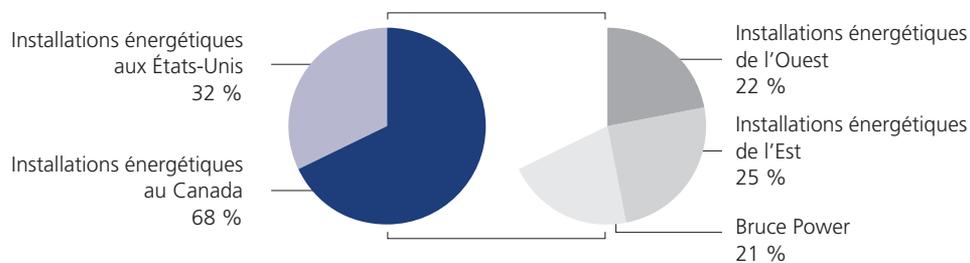
BAIL comparable du secteur de l'énergie – apport selon le groupe, à l'exclusion des charges d'expansion des affaires

exercice clos le 31 décembre 2014



Capacité de production – apport selon le groupe

exercice clos le 31 décembre 2014 (y compris les installations en cours d'aménagement)



Installations énergétiques au Canada

Installations énergétiques de l'Ouest

Nous détenons ou possédons des droits sur une offre d'électricité d'environ 2 600 MW en Alberta et en Arizona, par le truchement de trois CAE à long terme, de cinq centrales de cogénération alimentées au gaz naturel et de Coolidge, une centrale électrique de pointe à cycle simple alimentée au gaz naturel en Arizona.

Électricité achetée au moyen de contrats à long terme

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
CAE de Sheerness	Achat d'électricité aux termes d'une CAE de 20 ans	ATCO Power et TransAlta Utilities Corporation	2020
CAE de Sundance A	Achat d'électricité aux termes d'une CAE de 20 ans	TransAlta Utilities Corporation	2017
CAE de Sundance B	Achat d'électricité aux termes d'une CAE de 20 ans (participation de 50 % détenue par le truchement d'ASTC Power Partnership)	TransAlta Utilities Corporation	2020

Électricité vendue au moyen de contrats à long terme

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
Coolidge	Vente d'électricité aux termes d'une CAE de 20 ans	Salt River Project Agricultural Improvements & Power District	2031

Le maintien et l'optimisation des activités d'exploitation de nos centrales, auxquels s'ajoutent diverses activités de commercialisation, permettent de maximiser le résultat des installations énergétiques de l'Ouest.

L'exécution disciplinée de la stratégie opérationnelle est critique à la maximisation de la production et des produits dans nos centrales de cogénération et à la maximisation du résultat de Coolidge, où les produits sont fonction de la capacité disponible et non pas du prix du marché.

La fonction de commercialisation est également essentielle à l'optimisation des rendements et à la gestion des risques au moyen de ventes directes à de moyennes et grandes entreprises industrielles et commerciales ainsi qu'à d'autres participants du marché. Le groupe chargé de la commercialisation achète et vend de l'électricité aux termes des CAE conclues, commercialise les volumes des installations de cogénération qui ne font pas l'objet de contrats, en plus d'acheter et de vendre de l'électricité et du gaz naturel pour maximiser le résultat de nos actifs. Pour réduire le risque lié aux volumes non liés 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 volume des ventes à terme varie en fonction des conditions du marché et de la liquidité sur le marché et, par le passé, il se situait entre 25 % et 75 % de la production future prévue, une proportion supérieure faisant l'objet de couvertures pour les périodes à court terme. Ces ventes à terme sont généralement conclues avec de moyennes et grandes entreprises industrielles et commerciales ainsi qu'avec d'autres participants du marché et elles influenceront sur nos prix réalisés moyens (par rapport au prix sur le marché au comptant) au cours de périodes futures.

Installations énergétiques de l'Est

Nous détenons ou sommes en train d'aménager des installations dont la capacité de production s'élève à environ 3 000 MW dans l'Est du Canada. Toute l'électricité produite par ces actifs est vendue aux termes de contrats à long terme.

Une discipline d'entretien et d'exploitation 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.

Actifs en exploitation selon les modalités de contrats à long terme

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
Bécancour ¹	CAE de 20 ans Vente de la vapeur produite à un client industriel	Hydro-Québec	2026
Cartier énergie éolienne Grandview	CAE de 20 ans Contrat d'achat ferme de 20 ans visant 100 % de la chaleur et de l'électricité produites	Hydro-Québec Irving Oil	2032 2025
Halton Hills	Contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans	SIERE	2030
Portlands Energy	Contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans	SIERE	2029
Énergie solaire en Ontario ²	Contrats de 20 ans en vertu du programme de tarifs de rachats garantis	SIERE	2032-2034

¹ La production d'électricité est interrompue depuis 2008. Nous recevons toujours des paiements de capacité pendant cette interruption.

² Nous avons acquis quatre installations en 2013 et quatre autres installations en 2014.

Les actifs actuellement en construction sont les suivants :

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
Napanee	Contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans	SIERE	20 ans à compter de la date de mise en service

Résultats des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 24.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Produits¹			
Installations énergétiques de l'Ouest	736	605	644
Installations énergétiques de l'Est ²	428	400	415
Autres ³	85	108	91
	1 249	1 113	1 150
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ⁴	45	141	68
Achats de produits de base revendus	(404)	(283)	(286)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(299)	(298)	(266)
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A	-	-	(30)
Exclusion faite des activités de gestion des risques ¹	11	4	(4)
BAIIA comparable	602	677	632
Amortissement comparable	(179)	(172)	(152)
BAII comparable	423	505	480
Ventilation du BAIIA comparable			
Installations énergétiques de l'Ouest	252	355	311
Installations énergétiques de l'Est	350	322	321
BAIIA comparable	602	677	632

¹ Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques au Canada sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés compris dans les produits sont exclus afin d'en arriver au BAIIA comparable.

² Ces données tiennent compte de l'acquisition de quatre installations de production d'énergie solaire, entre juin et décembre 2013, de trois installations de production d'énergie solaire en septembre 2014 et d'une installation de production d'énergie solaire en décembre 2014 et de la deuxième phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne acquise en novembre 2012.

³ Ces données comprennent les produits tirés de la vente de la capacité de transport de gaz naturel non utilisée, de la vente de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité et les ventes de noir de carbone thermique de Cancarb jusqu'au 15 avril 2014, date de sa vente.

⁴ Ces données tiennent compte de notre quote-part du bénéfice d'ASTC Power Partnership, qui est titulaire de la CAE de Sundance B, et de Portlands Energy. La quote-part du bénéfice ne comprend pas les résultats liés à nos activités de gestion des risques.

Volumes des ventes et capacité disponible des centrales

Ces données comprennent notre quote-part des volumes découlant de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Volumes des ventes (en GWh)			
Offre			
Électricité produite			
Installations énergétiques de l'Ouest	2 517	2 728	2 691
Installations énergétiques de l'Est ¹	3 080	3 822	4 384
Achats			
CAE de Sundance A et B et de Sheerness et autres ²	11 472	8 223	6 906
Autres achats	16	13	46
	17 085	14 786	14 027
Ventes			
Électricité vendue à contrat			
Installations énergétiques de l'Ouest	10 484	7 864	8 240
Installations énergétiques de l'Est ¹	3 080	3 822	4 384
Électricité vendue au comptant			
Installations énergétiques de l'Ouest	3 521	3 100	1 403
	17 085	14 786	14 027
Capacité disponible des centrales³			
Installations énergétiques de l'Ouest ⁴	96 %	95 %	96 %
Installations énergétiques de l'Est ^{1,5}	91 %	90 %	90 %

¹ Ces données tiennent compte de l'acquisition de quatre installations de production d'énergie solaire, entre juin et décembre 2013, de trois installations de production d'énergie solaire en septembre 2014 et d'une installation de production d'énergie solaire en décembre 2014 et de la deuxième phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne acquise en novembre 2012.

² Ces données tiennent compte de notre participation de 50 % dans les volumes de Sundance B par le truchement d'ASTC Power Partnership. Le groupe électrogène 1 de Sundance A a été remis en service en septembre 2013, alors que le groupe électrogène 2 a été remis en service en octobre 2013.

³ Pourcentage du temps au cours d'une période donnée pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

⁴ Ces données excluent les installations qui nous fournissent de l'électricité aux termes de CAE.

⁵ La centrale de Bécancour a été exclue du calcul de la capacité disponible étant donné que sa production d'électricité est interrompue depuis 2008.

Installations énergétiques de l'Ouest

En 2014, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest est inférieur de 103 millions de dollars par rapport à 2013, un effet net :

- du recul des prix réalisés pour l'électricité;
- de l'augmentation du résultat attribuable à la remise en service des groupes électrogènes 1 et 2 visés par la CAE de Sundance A, respectivement en septembre 2013 et en octobre 2013, ce qui a également entraîné une augmentation des achats de volume;
- de la vente de Cancarb en avril 2014.

Le prix moyen au comptant de l'électricité en Alberta a diminué de 38 %, pour passer d'environ 80 \$ le MWh en 2013 à environ 50 \$ le MWh en 2014. Malgré la forte croissance de la demande en alimentation d'un peu plus de 3 %, les prix ont été relativement bas pendant dix mois en 2014, puisque le marché de l'énergie de l'Alberta a été bien approvisionné pendant l'année. Les événements météorologiques en février et juillet 2014 ont exercé une pression sur l'équilibre entre l'offre et la demande, ce qui a mené à des prix élevés pendant ces

mois. Les prix réalisés pour l'électricité vendue peuvent être supérieurs ou inférieurs aux prix de l'électricité sur le marché au comptant à un moment précis à la suite des activités de passation de contrats.

En 2013, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest était supérieur de 44 millions de dollars par rapport à 2012. Cette augmentation est attribuable principalement à une augmentation des volumes achetés dans le cadre de CAE à la suite de la remise en service des groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A.

En 2014, environ 75 % des volumes de ventes des installations énergétiques de l'Ouest ont été vendus aux termes de contrats (72 % en 2013 et 85 % en 2012).

Installations énergétiques de l'Est

En 2014, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a été supérieur de 28 millions de dollars par rapport à 2013, un effet net du résultat supplémentaire tiré des quatre installations de production d'énergie solaire acquises en 2013, des quatre autres installations acquises vers la fin de 2014 et de l'accroissement des produits contractuels de Bécancour.

En 2013, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a été semblable à celui de 2012, un effet net du résultat supplémentaire de Cartier énergie éolienne, des quatre installations de production d'énergie solaire acquises en 2013 et de la diminution des produits contractuels de Bécancour.

Bruce Power

Bruce Power est une centrale nucléaire située près de Tiverton, en Ontario, qui regroupe Bruce A et Bruce B. Bruce A compte quatre réacteurs (1 à 4) d'une capacité combinée d'environ 3 000 MW. Bruce B compte également quatre réacteurs (5 à 8) d'une capacité combinée d'environ 3 300 MW. L'Ontario Power Generation loue les huit réacteurs nucléaires à Bruce B, qui en sous-loue quatre à Bruce A.

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.

Aux termes d'un contrat conclu avec la SIERE, toute la production de Bruce A est vendue à un prix fixe par MWh qui est ajusté le 1^{er} avril de chaque année en fonction de l'inflation et d'autres dispositions du contrat. De plus, les coûts du combustible de Bruce A sont récupérés auprès de la SIERE.

Prix fixe de Bruce A	Par MWh
Du 1 ^{er} avril 2014 au 31 mars 2015	71,70 \$
Du 1 ^{er} avril 2013 au 31 mars 2014	70,99 \$
Du 1 ^{er} avril 2012 au 31 mars 2013	68,23 \$

Aux termes du même contrat, toute l'électricité produite par les réacteurs 5 à 8 de Bruce B est assujettie à un prix plancher ajusté le 1^{er} avril de chaque année en fonction de l'inflation.

Prix plancher de Bruce B	Par MWh
Du 1 ^{er} avril 2014 au 31 mars 2015	52,86 \$
Du 1 ^{er} avril 2013 au 31 mars 2014	52,34 \$
Du 1 ^{er} avril 2012 au 31 mars 2013	51,62 \$

Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher pour Bruce B doivent être remboursés si le prix mensuel moyen sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. Au premier trimestre de 2014, le prix moyen sur le marché au comptant a dépassé le prix plancher, toutefois, les prix au comptant y ont été inférieurs pour le reste de 2014. Par conséquent, Bruce B a enregistré des produits annuels au prix plancher tout au long de 2014 et les montants reçus en sus de celui-ci au premier trimestre de 2014 ont été remboursés à la SIERE en janvier 2015.

Bruce B conclut également des contrats de vente à prix fixe aux termes desquels la centrale reçoit ou paie l'écart entre le prix contractuel et le prix sur le marché au comptant.

Le contrat prévoit par ailleurs un paiement si la SIERE met un frein à 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 fixe, le prix plancher ou le prix sur le marché au comptant qui s'applique aux termes du contrat.

Résultats de Bruce Power

Quote-part nous revenant

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2014	2013	2012
Bénéfice (perte) tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation¹			
Bruce A	209	202	(149)
Bruce B	105	108	163
	314	310	14
Comprend ce qui suit :			
Produits	1 256	1 258	763
Charges d'exploitation	(623)	(618)	(567)
Amortissement et autres	(319)	(330)	(182)
	314	310	14
Bruce Power – Données complémentaires			
Capacité disponible des centrales ²			
Bruce A ³	82 %	82 %	54 %
Bruce B	90 %	89 %	95 %
Capacité cumulée de Bruce Power	86 %	86 %	81 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus			
Bruce A	118	123	336
Bruce B	127	140	46
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus			
Bruce A	123	63	18
Bruce B	4	20	25
Volumes des ventes (en GWh) ¹			
Bruce A ³	10 526	10 458	4 194
Bruce B	8 197	8 010	8 598
	18 723	18 468	12 792
Prix de vente réalisés par MWh ⁴			
Bruce A	72 \$	70 \$	68 \$
Bruce B	56 \$	54 \$	55 \$
Capacité cumulée de Bruce Power	63 \$	62 \$	57 \$

¹ Ces données tiennent compte de notre participation de 48,9 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B. Les volumes des ventes incluent la production réputée.

² La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps au cours de l'exercice pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

³ La capacité disponible des centrales et les volumes des ventes comprennent l'incidence supplémentaire des réacteurs 1 et 2 qui ont été remis en service en octobre 2012.

⁴ Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Les prix de vente réalisés par MWh de Bruce B comprennent les produits reçus conformément au mécanisme de prix plancher et conformément aux règlements de contrat.

La quote-part du bénéfice de Bruce A en 2014 a augmenté de 7 millions de dollars par rapport à 2013. Cette augmentation est attribuable principalement à des charges d'amortissement et d'exploitation inférieures et à des volumes plus élevés, partiellement contrée par la constatation d'un règlement d'assurance d'environ 40 millions de dollars au premier trimestre de 2013. Les répercussions d'un nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation en 2014 sont annulées par des niveaux de production plus élevés pendant la période d'exploitation.

La quote-part du bénéfice de Bruce B en 2014 était inférieure de 3 millions de dollars par rapport à 2013. La diminution est principalement attribuable à l'augmentation des frais de location comptabilisés aux termes du contrat de location avec l'Ontario Power Generation, partiellement contrée par la hausse des volumes et des coûts d'exploitation plus faibles résultant en un nombre moins élevé de jours d'arrêt.

En 2013, le bénéfice tiré de notre participation dans Bruce A a été supérieur de 351 millions de dollars à celui de 2012. Cette augmentation est principalement attribuable :

- au résultat supplémentaire dégagé par les réacteurs 1 et 2, qui ont été remis en service en octobre 2012;
- au résultat supplémentaire supérieur du réacteur 3 compte tenu de l'arrêt d'exploitation prévu de West Shift Plus aux premier et deuxième trimestres de 2012;
- à la constatation, au premier trimestre de 2013, d'un règlement d'assurance d'environ 40 millions de dollars lié à la panne du générateur électrique du réacteur 2 en mai 2012 et qui a touché la production de Bruce A en 2012 et 2013;
- au résultat supplémentaire plus élevé attribuable au réacteur 4 en raison du prolongement des travaux d'allongement du cycle de vie amorcés au troisième trimestre de 2012 et terminés en avril 2013.

En 2013, la quote-part du bénéfice de Bruce B a été inférieure de 55 millions de dollars par rapport à 2012. La diminution est partiellement attribuable à la réduction des volumes et à la hausse des coûts d'exploitation entraînant un nombre plus élevé de jours d'arrêt prévu.

Installations énergétiques aux États-Unis

Nous possédons une capacité de production d'électricité d'environ 3 800 MW dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre, grâce à des centrales alimentées au gaz naturel, au mazout, à l'énergie hydraulique et à l'énergie éolienne.

Deux activités nous permettent de tirer des produits de ces marchés : l'offre de capacité et la vente d'énergie. Alors que c'est la capacité de fournir de l'électricité qui se négocie sur les marchés de la capacité, qui ont pour objet de promouvoir les investissements dans les ressources en électricité, nouvelles et existantes, nécessaires pour répondre à la demande des consommateurs et assurer le maintien d'un réseau fiable, c'est l'énergie réellement fournie qui est vendue et achetée sur les marchés de l'énergie.

Offre de capacité

Les produits tirés de la capacité dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre sont fonction de deux facteurs : les prix de capacité et la capacité disponible. Il est donc important de maintenir une capacité disponible élevée afin de maximiser les volumes de capacité pour lesquels nous sommes payés.

Les prix de capacité payés aux fournisseurs de capacité dans la région de New York sont déterminés au moyen d'une série de ventes aux enchères de capacité à terme volontaires et d'une vente aux enchères obligatoire au comptant. Les ventes de capacité à terme sont fondées sur les enchères, tandis que la vente obligatoire au comptant dépend d'un processus d'établissement selon la courbe des prix au comptant, lequel est fonction d'un certain nombre de paramètres établis qui sont soumis à des examens périodiques par l'ISO de New York et la FERC. Les paramètres sont déterminés pour chaque zone et ils comprennent les coûts prévus associés à l'entrée sur le marché d'une nouvelle centrale, l'approvisionnement disponible pouvant être utilisé et les fluctuations de la demande prévue.

Le prix de capacité payé en Nouvelle-Angleterre est déterminé au moyen de ventes aux enchères annuelles concurrentielles, lesquelles ont lieu trois ans avant l'année visée par la capacité. Le résultat des ventes aux enchères dépend de la demande d'électricité réelle et prévue, de l'offre d'électricité et d'autres facteurs.

Vente d'énergie

Nos activités sont axées sur la vente d'électricité au moyen de contrats à court et à long terme conclus avec des clients des secteurs industriel, commercial et de gros dans les marchés de l'électricité suivants :

- New York, dont l'exploitant est l'ISO de New York;
- Nouvelle-Angleterre, dont l'exploitant est l'ISO de la Nouvelle-Angleterre;
- secteur PJM Interconnection (« PJM »).

Nous touchons également des produits supplémentaires en regroupant les ventes d'électricité avec d'autres services énergétiques.

Pour répondre à nos engagements de ventes d'électricité, nous utilisons de l'électricité produite par nos actifs ou achetée à prix fixe, ce qui nous permet de réduire notre exposition aux fluctuations de prix des produits de base.

Résultats des installations énergétiques aux États-Unis

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 24.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US)	2014	2013	2012
Produits			
Installations énergétiques ¹	1 794	1 587	1 240
Capacité	362	295	234
	2 156	1 882	1 474
Achats de produits de base revendus	(1 297)	(1 003)	(765)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ²	(529)	(509)	(500)
Exclusion faite des activités de gestion des risques ¹	46	(47)	-
BAIIA comparable	376	323	209
Amortissement comparable	(107)	(107)	(121)
BAII comparable	269	216	88

¹ Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques aux États-Unis sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés compris dans les produits sont exclus afin d'en arriver au BAIIA comparable.

² Ces données comprennent les coûts du combustible utilisé pour la production.

Volumes des ventes et capacité disponible des centrales

exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Volumes des ventes physiques (en GWh)			
Offre			
Électricité produite	7 742	6 173	7 567
Achats	10 822	9 001	9 408
	18 564	15 174	16 975
Capacité disponible des centrales¹	82 %	84 %	85 %

¹ Le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

Installations énergétiques aux États-Unis – Données complémentaires

exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant (en dollars US par MWh)			
Nouvelle-Angleterre	65	57	36
New York	58	52	39
Prix moyens de capacité sur le marché au comptant dans le secteur J de New York (en dollars US par kilowatt par mois)			
	14	11	8

En 2014, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a dépassé de 53 millions de dollars US celui de 2013, un effet net :

- de l'appréciation des prix de capacité réalisés principalement de New York;
- de l'accroissement des prix de l'électricité réalisés pour les installations de la Nouvelle-Angleterre et de New York;
- de l'augmentation des volumes de production, principalement à Ravenswood;
- de la hausse des prix et des coûts connexes relativement aux volumes accrus achetés pour respecter les engagements en matière de ventes d'électricité auprès des clients des secteurs de gros, commercial et industriel.

En 2013, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a dépassé de 114 millions de dollars US celui de 2012, un effet net :

- de la hausse des prix de capacité réalisés de New York;
- de l'augmentation des prix de l'électricité réalisés, en partie annulée par l'incidence de la hausse des coûts des combustibles;
- de la hausse des produits et de certains ajustements dans les ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel.

Les prix moyens au comptant pour les ventes de capacité dans le secteur J de New York ont augmenté d'environ 27 % en 2014 comparativement à ceux de 2013. L'augmentation du prix au comptant et l'incidence des opérations de couverture ont mené à une appréciation des prix de capacité réalisés dans la région de New York en 2014.

Les prix de gros de l'électricité dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre ont été supérieurs en 2014 comparativement à 2013 principalement en raison des températures hivernales plus froides et des contraintes exercées sur le transport gazier. Cela a entraîné des prix du gaz naturel plus élevés sur les marchés de l'électricité en Nouvelle-Angleterre et de New York, principalement alimentés à partir de gaz naturel, au premier trimestre 2014 par rapport à la même période en 2013. Les prix moyens au comptant de l'électricité ont augmenté d'environ 14 % en Nouvelle-Angleterre en 2014 et les prix au comptant de l'électricité de New York ont augmenté d'environ 11 % par rapport à 2013.

En 2014, les volumes physiques d'électricité ont été supérieurs à ceux de 2013. Les volumes de production ont augmenté principalement en raison d'une plus forte production aux installations de Ravenswood tout au long de 2014 comparativement à 2013. Les volumes achetés étaient également plus élevés en 2014 qu'en 2013 en raison de l'augmentation des ventes à des clients commerciaux et industriels dans les marchés de la Nouvelle-Angleterre et du secteur PJM.

Au 31 décembre 2014, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats pour quelque 3 700 GWh d'électricité, ou 30 % de leur production prévue, pour 2015 et pour environ 1 600 GWh, ou 14 % de leur production prévue, pour 2016. La production prévue fluctue en fonction des conditions hydrologiques et éoliennes, des prix des produits de base et de la répartition des actifs en découlant. Les ventes d'électricité fluctuent en fonction de la consommation des clients.

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 notre entreprise de transport de gaz naturel réglementée et de l'entreprise de stockage réglementée d'ANR, dont les résultats sont inclus à ceux du secteur des gazoducs.

Capacité de stockage

exercice clos le 31 décembre 2014	Capacité de stockage aménagée de gaz naturel (en Gpi³)	Capacité maximale d'injection/de retrait (en Mpi³/j)
Edson	50	725
CrossAlta	68	550
	118	1 275

Nous détenons également un contrat de capacité de stockage en Alberta 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.

Notre secteur du stockage de gaz 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.

Ces contrats à terme pour le gaz naturel constituent des instruments de couverture économique très efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Ils sont par conséquent inscrits à leur juste valeur dans le bénéfice net, compte tenu des prix du marché à terme pour le mois de livraison prévu aux termes des contrats. Nous constatons les variations de la juste valeur de ces contrats dans les produits. Nous n'incluons pas les variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel dans le calcul du résultat comparable, parce qu'elles ne sont pas représentatives des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

Résultats des installations de stockage de gaz naturel et autres installations

Le BAIIA comparable en 2014 a diminué de 19 millions de dollars par rapport à 2013, principalement en raison d'une diminution des produits tirés du stockage de tiers par suite de la réduction des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké.

En 2013, le BAIIA comparable a diminué de 4 millions de dollars par rapport à 2012, principalement par suite de la réduction des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké, en partie annulée par le résultat supplémentaire constaté pour CrossAlta à la suite de l'acquisition du reste de la participation, soit 40 %, en décembre 2012.

FAITS MARQUANTS

Installations énergétiques au Canada

Énergie solaire en Ontario

Dans le cadre d'une convention d'achat avec Canadian Solar Solutions Inc. signée en 2011, nous avons réalisé l'acquisition de trois installations d'énergie solaire en Ontario au prix de 181 millions de dollars en septembre 2014 et acquis une quatrième installation d'un montant de 60 millions de dollars en décembre 2014. En 2013, nous avons réalisé l'acquisition de quatre installations solaires en contrepartie de 216 millions de dollars. Notre investissement total dans les huit installations solaires se chiffre à 457 millions de dollars. Toute l'électricité produite par les installations d'énergie solaire est vendue aux termes de contrats de 20 ans en vertu de programmes de tarifs de rachat garanti conclus avec la SIERE.

Napanee

En janvier 2015, nous avons entrepris la construction d'une nouvelle centrale alimentée au gaz naturel d'une capacité de 900 MW dans l'enceinte de la centrale Lennox de l'Ontario Power Generation, dans la localité de Greater Napanee, dans l'Est de l'Ontario. Nous prévoyons investir environ 1,0 milliard de dollars dans la centrale de Napanee pendant la construction, dont l'exploitation commerciale devrait commencer vers la fin de 2017 ou au début de 2018. La production de l'installation est visée par des contrats conclus avec la SIERE.

Bécancour

En mai 2014, Hydro-Québec a exercé l'option prévue dans l'entente d'interruption modifiée pour prolonger l'interruption de toute production d'électricité jusqu'à la fin de 2017 et a demandé une interruption supplémentaire de la production jusqu'à la fin de 2018. Aux termes de l'entente d'interruption modifiée de décembre 2013, Hydro-Québec a l'option chaque année de prolonger la suspension d'une autre année (sous réserve de certaines conditions). Nous continuons de recevoir des paiements de capacité pendant cette interruption.

Cancarb Limited et installation de chaleur résiduelle de Cancarb

La vente de Cancarb Limited, une installation de production de noir de carbone thermique, et de l'installation de production d'électricité qui s'y rattache, en avril 2014, a donné lieu à un produit brut de 190 millions de dollars. Au deuxième trimestre de 2014, nous avons comptabilisé un gain de 99 millions de dollars, déduction faite des impôts.

Bruce Power

En mars 2014, Cameco Corporation a vendu sa participation de 31,6 % de la société en commandite Bruce B à BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC »). Nous étudions la possibilité d'accroître notre part de participation dans Bruce B.

La nouvelle loi fédérale canadienne sur la détermination de la responsabilité et de l'indemnisation pour un accident nucléaire au Canada causant des blessures et des dommages devrait entrer en vigueur en 2015. Ce projet de loi remplacera la loi existante qui prévoit à l'heure actuelle qu'un exploitant autorisé d'un établissement nucléaire a une responsabilité absolue et exclusive et qui limite la responsabilité à un maximum de 75 millions de dollars. Le nouveau projet de loi est essentiellement compatible avec le régime actuel, bien que la responsabilité maximale passe à 650 millions de dollars et augmente par tranches sur une période de trois ans jusqu'à un maximum de 1 milliard de dollars. L'exploitant devra également maintenir des garanties financières, notamment des assurances pour un montant équivalent à la responsabilité maximale. Notre filiale indirecte détient le tiers des actions de Bruce Power Inc., l'exploitant autorisé de Bruce Power, et à ce titre, Bruce Power est soumise à cette responsabilité en cas d'incident ainsi qu'aux autres exigences de la loi.

Installations énergétiques aux États-Unis

Ravenswood

Vers la fin de septembre 2014, le groupe électrogène 30 de 972 MW de la centrale de Ravenswood a subi une panne imprévue causée par un problème dans le générateur associé à la turbine à haute pression. L'assurance doit couvrir les coûts de réparation et les pertes de produits d'exploitation liées à l'interruption imprévue, qui restent encore à déterminer. En raison des indemnités d'assurance à recouvrer, déduction faite des franchises, l'interruption de service imprévue du groupe électrogène 30 ne devrait pas avoir d'incidence appréciable sur notre résultat bien que la constatation du résultat puisse ne pas coïncider avec les produits d'exploitation perdus en raison du moment de la réception des produits d'assurance prévus. Le groupe électrogène devrait être remis en service dans la première moitié de 2015.

Stockage de gaz naturel

Nous avons mis un terme à notre contrat à long terme de stockage de gaz naturel en Alberta de 38 Gpi³ avec Niska Gas Storage le 30 avril 2014. Ce contrat renfermait des dispositions permettant la résiliation avant l'échéance. Par conséquent, nous avons inscrit une charge de 32 millions de dollars après les impôts en 2014. Nous avons signé un nouveau contrat de services de stockage de gaz naturel en Alberta avec Niska Gas Storage. Ce contrat d'une durée de six ans entré en vigueur le 1^{er} mai 2014 vise un volume moyen moins élevé.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur de l'énergie. Voir la page 107 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels la société est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques d'exploitation, les risques liés à la santé, la sécurité et l'environnement (« SSE ») et les risques financiers.

Fluctuation des prix de l'électricité et du gaz naturel sur le marché

Les prix de l'électricité et du gaz naturel dépendent des fluctuations de l'offre et de la demande, des conditions climatiques et de la conjoncture économique générale. Nos centrales électriques sont exposées à la volatilité des prix des produits de base pour ce qui est des installations énergétiques de l'Ouest en Alberta et des installations énergétiques aux États-Unis en Nouvelle-Angleterre et dans la région de New York.

En général, le résultat de ces entreprises dépend des conditions qui prévalent en matière d'offre et de demande d'électricité. En Nouvelle-Angleterre et dans la région de New York, le prix du gaz naturel a également une incidence marquée sur les prix de l'électricité, puisque les prix de l'énergie dans ces marchés sont généralement fixés par des centrales alimentées au gaz naturel. Des périodes prolongées de prix faibles pour le gaz imposeront habituellement une pression à la baisse sur les prix de l'électricité et, par conséquent, sur les résultats de nos installations en Nouvelle-Angleterre et dans la région de New York.

La centrale de Coolidge et le portefeuille d'actifs dans l'Est du Canada font l'objet de contrats pour l'intégralité de leur capacité et ne sont par conséquent pas exposés à la fluctuation des prix des produits de base. 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. Il est plus loin question de l'exposition de Bruce Power à la variation des prix de l'électricité.

Pour réduire les effets de l'instabilité des prix de l'électricité en Alberta et dans le Nord-Est des États-Unis, nous concluons des contrats de vente à moyen ou à long terme pour une partie de notre approvisionnement lorsque les modalités sont acceptables. Nous conservons une partie de notre électricité afin de la vendre sur le marché au comptant ou par la voie de contrats à plus court terme afin de disposer d'un approvisionnement suffisant pour nous acquitter de nos obligations de vente en cas d'arrêts d'exploitation imprévus.

L'approvisionnement invendu est exposé aux fluctuations des prix de l'électricité et du gaz naturel sur le marché. À l'échéance de contrats de vente d'électricité, de nouveaux contrats à terme sont signés aux prix qui prévalent alors sur le marché.

Aux termes d'une entente avec la SIERE, les volumes de Bruce B sont assujettis à un mécanisme de prix plancher. Lorsque le prix sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher, les volumes de Bruce B sont asservis à la volatilité des prix sur le marché au comptant. Lorsque ces prix sont inférieurs au prix plancher, c'est ce dernier que Bruce B reçoit pour toute sa production. Bruce B conclut également des contrats de vente à prix fixe avec des tiers qui font qu'elle reçoit la différence entre le prix contractuel et le prix du marché au comptant. Toute la production de Bruce A est vendue sur le marché de gros au comptant de l'Ontario aux termes de contrats à prix fixe conclus avec la SIERE.

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.

Paiements de capacité pour les installations énergétiques aux États-Unis

Une partie des produits tirés de nos installations énergétiques situées en Nouvelle-Angleterre et une grande partie des produits tirés de Ravenswood sont fonction de paiements de capacité. Les fluctuations des prix de capacité peuvent avoir une incidence considérable sur ces entreprises, particulièrement dans la région de New York. Les prix de la capacité de New York sont déterminés au moyen d'une série de ventes aux enchères de capacité à terme volontaires et d'une vente aux enchères obligatoire au comptant. Les ventes de capacité à terme sont fondées sur les enchères, tandis que la vente obligatoire au comptant dépend d'un processus d'établissement selon la courbe des prix au comptant, lequel est fonction d'un certain nombre de paramètres établis qui sont soumis à des examens périodiques par l'ISO de New York et la FERC. Les paramètres sont déterminés pour chaque zone et ils comprennent les coûts prévus associés à l'entrée sur le marché d'une nouvelle centrale, l'approvisionnement disponible pouvant être utilisé et les fluctuations de la demande prévue. Les paiements de capacité dépendent également de la capacité disponible des centrales, qui fait l'objet d'une discussion ci-après.

Capacité disponible des centrales

L'optimisation et le maintien de la capacité disponible des installations 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.

Dans le cas des installations que nous n'exploitons pas, nos conventions d'achat prévoient une mesure financière si le propriétaire de la centrale ne livre pas la marchandise comme prévu. Les CAE de Sundance et de Sheerness exigent par exemple que les producteurs nous versent des pénalités fondées sur les prix du marché s'ils ne sont pas en mesure de fournir la quantité d'électricité que nous avons convenu d'acheter.

Réglementation

Nous exerçons nos activités sur le marché réglementé et sur le marché déréglementé tant aux États-Unis qu'au Canada. Tous 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, 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, 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 ou de capacité,

ou les deux. 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.

Conditions météorologiques

Toute variation importante de la température ou tout autre événement météorologique 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 de nos centrales alimentées au gaz naturel et, par le fait même, la quantité d'électricité produite. Les variations de vitesse du vent peuvent avoir un effet sur le résultat de nos actifs éoliens et les heures d'ensoleillement et l'intensité de la lumière ont une incidence sur nos actifs solaires.

Hydrologie

Nos installations de production hydroélectriques situées dans le Nord-Est des États-Unis sont soumises à des risques liés à l'hydrologie qui peuvent avoir une incidence sur le volume d'eau disponible pour la production d'électricité. Il s'agit de risques, tels que l'évolution des conditions et phénomènes météorologiques, la gestion fluviale à l'échelle locale et la rupture possible de barrages à ces centrales ou à d'autres installations en amont.

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 dans les marchés déréglementés 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 ce qui a trait à l'aménagement de nouvelles centrales électriques.

Siège social

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Suivent les rapprochements et les analyses connexes de nos mesures non conformes aux PCGR par rapport aux mesures conformes aux PCGR équivalentes.

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Intérêts comparables sur la dette à long terme (y compris les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur)			
Libellés en dollars CA	(443)	(495)	(513)
Libellés en dollars US	(854)	(766)	(740)
Change	(90)	(20)	-
	(1 387)	(1 281)	(1 253)
Intérêts divers et amortissement	(70)	10	(23)
Intérêts capitalisés	259	287	300
Intérêts débiteurs comparables	(1 198)	(984)	(976)
Poste particulier :			
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	(1)	-
Intérêts débiteurs	(1 198)	(985)	(976)

Les intérêts débiteurs comparables en 2014 ont augmenté de 214 millions de dollars par rapport à 2013, un effet net :

- de l'augmentation des intérêts en raison des émissions de titres d'emprunt à long terme de :
 - 1,25 milliard de dollars US en février 2014
 - 1,25 milliard de dollars US en octobre 2013
 - 500 millions de dollars US en juillet 2013
 - 750 millions de dollars en juillet 2013
 - 500 millions de dollars US en juillet 2013 par TC Pipelines, LP
- de la baisse des intérêts en raison de l'arrivée à échéance de titres d'emprunt libellés en dollars CA et en dollars US;
- du taux de change plus élevé sur les intérêts sur la dette libellée en dollars US;
- de l'augmentation des frais financiers dus aux expéditeurs en 2014 sur le solde positif du CST pour le réseau principal au Canada;
- de la baisse des intérêts capitalisés par suite de l'achèvement du prolongement du réseau d'oléoducs de Keystone sur la côte du golfe au premier trimestre de 2014, contrée partiellement par la hausse des intérêts capitalisés, principalement dans le cas de Keystone XL.

Les intérêts débiteurs comparables en 2013 ont augmenté de 8 millions de dollars par rapport à 2012, un effet net :

- de l'augmentation des intérêts en raison des émissions de titres d'emprunt à long terme de :
 - 1,25 milliard de dollars US en octobre 2013
 - 500 millions de dollars US en juillet 2013
 - 750 millions de dollars en juillet 2013
 - 500 millions de dollars US en juillet 2013 par TC Pipelines, LP
 - 750 millions de dollars US en janvier 2013
 - 1,0 milliard de dollars US en août 2012

- de la baisse des intérêts en raison de l'arrivée à échéance de titres d'emprunt libellés en dollars CA et en dollars US;
- du taux de change plus élevé sur les intérêts sur la dette libellée en dollars US;
- d'une baisse des intérêts capitalisés due à la remise en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A au quatrième trimestre de 2012, annulée en partie par l'augmentation des intérêts capitalisés liés au prolongement sur la côte du golfe.

Intérêts créditeurs et autres

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Intérêts créditeurs et autres comparables	112	42	86
Postes particuliers (avant les impôts) :			
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	1	-
Activités de gestion des risques	(21)	(9)	(1)
Intérêts créditeurs et autres	91	34	85

Les intérêts créditeurs et autres comparables en 2014 étaient supérieurs de 70 millions de dollars par rapport à 2013. Cela est le résultat net :

- de la hausse de la provision liée à nos projets à tarifs réglementés, notamment l'oléoduc Énergie Est et nos pipelines au Mexique, pour les fonds utilisés pendant la construction;
- des pertes supérieures réalisées en 2014 par rapport à 2013 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US, lesquelles ont contrebalancé la hausse susmentionnée;
- de l'incidence des fluctuations du dollar US sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en devises.

En 2013, les intérêts créditeurs et autres comparables ont reculé de 44 millions de dollars comparativement à ceux de 2012. Cette baisse s'explique surtout par des pertes supérieures réalisées en 2013 par rapport à 2012 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US et sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en devises.

Charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Charge d'impôts comparable	(859)	(662)	(477)
Postes particuliers :			
Gain à la vente de Cancarb	(9)	-	-
Résiliation du contrat avec Niska	11	-	-
Gain à la vente de Gas Pacífico/ INNERGY	(1)	-	-
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	42	-
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	-	25	-
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	-	5
Activités de gestion des risques	27	(16)	6
Charge d'impôts	(831)	(611)	(466)

La charge d'impôts comparable a augmenté de 197 millions de dollars en 2014 comparativement à 2013 principalement en raison de l'augmentation du résultat avant les impôts en 2014, des variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger, et de l'augmentation des impôts transférés en 2014 relativement aux pipelines réglementés au Canada.

La charge d'impôts comparable a augmenté de 185 millions de dollars en 2013 comparativement à 2012, en grande partie du fait de la hausse du résultat avant les impôts en 2013 et des variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger.

Autres

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(153)	(125)	(118)
Dividendes sur les actions privilégiées	(97)	(74)	(55)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 28 millions de dollars en 2014 comparativement à 2013 principalement en raison de la vente de la participation de 45 % dans GTN et dans Bison à TC PipeLines, LP en juillet 2013 et de la participation résiduelle de 30 % dans Bison en octobre 2014. Cela a été en partie annulé par le rachat des actions privilégiées de série U en octobre 2013 et des actions privilégiées de série Y en mars 2014.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 7 millions de dollars en 2013 comparativement à 2012, principalement en raison de la vente à TC PipeLines, LP d'une participation de 45 % dans GTN et dans Bison en juillet 2013.

Le dividende versé sur les actions privilégiées a progressé de 23 millions de dollars en 2014 comparativement à 2013 par suite de l'émission d'actions privilégiées de série 7 en mars 2013 et de série 9 en janvier 2014.

Le dividende versé sur les actions privilégiées a progressé de 19 millions de dollars en 2013 comparativement à 2012 en raison de l'émission des actions privilégiées de série 7 en mars 2013.

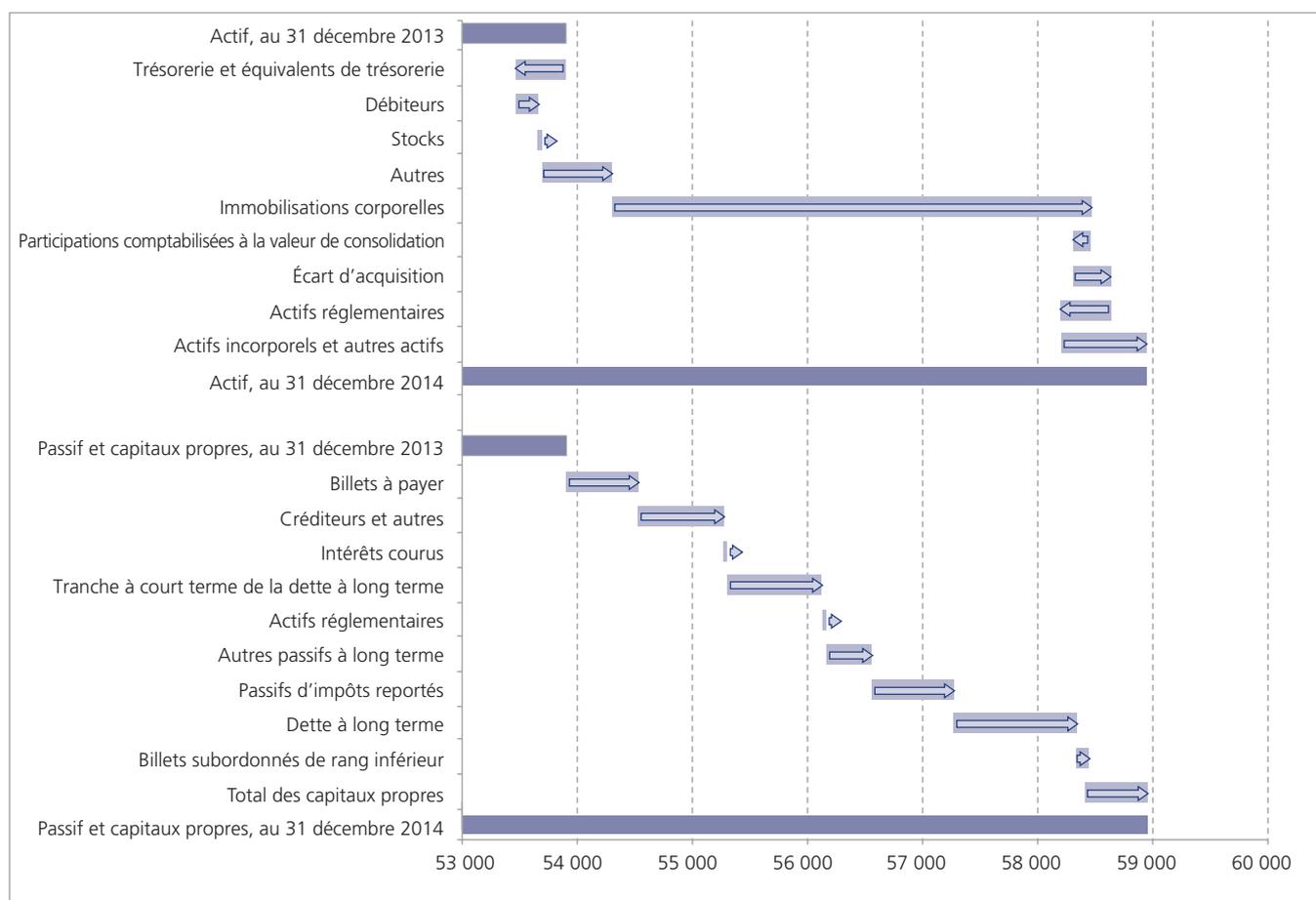
Situation financière

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.

Nous croyons avoir la capacité financière pour financer notre programme d'investissement existant grâce à nos flux de trésorerie prévisibles provenant de l'exploitation, de l'accès aux marchés financiers, du produit de la vente d'actifs pipeliniers de gaz naturel à TC PipeLines, LP, de nos fonds en caisse et d'importantes facilités de crédit confirmées.

Analyse du bilan

Au 31 décembre 2014, l'actif avait augmenté de 5,0 milliards de dollars, le passif avait progressé de 4,5 milliards de dollars et les capitaux propres étaient en hausse de 0,5 milliard de dollars par rapport à ce qu'ils étaient au 31 décembre 2013.



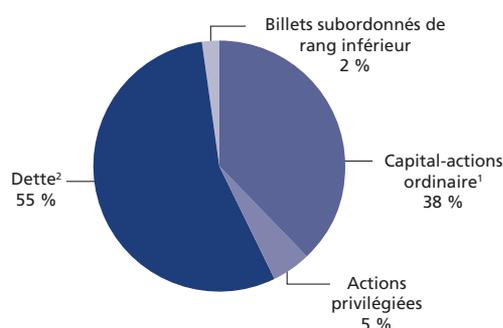
La hausse de l'actif provenait surtout de la progression des immobilisations corporelles et des actifs incorporels et autres actifs. Les immobilisations corporelles ont augmenté de 4,2 milliards de dollars du fait principalement de l'achèvement de l'expansion du projet Keystone sur la côte du golfe, des investissements supplémentaires dans le réseau de NGTL, des investissements dans nos projets pipeliniers au Mexique, de la construction du latéral et du terminal pétrolier de Houston et de l'expansion de notre pipeline d'ANR. La hausse de 0,7 milliard de dollars des actifs incorporels et autres actifs est principalement attribuable aux dépenses relatives aux projets d'investissement en cours d'aménagement.

L'augmentation du passif est principalement attribuable à une augmentation de la dette à long terme et des billets à payer utilisés pour financer notre croissance. En 2014, nous avons émis des titres d'emprunt à long terme d'une valeur de 1,4 milliard de dollars et remboursé des titres d'emprunt à long terme d'une valeur de 1,1 milliard de dollars. Le raffermissement du dollar US a également contribué à une hausse de 1,6 milliard de dollars à la conversion de notre dette libellée en dollars US. En 2014, les billets à payer ont progressé de 0,6 milliard de dollars.

Le total des capitaux propres a augmenté de 0,5 milliard de dollars en 2014 principalement en raison de l'émission d'actions privilégiées d'une valeur de 450 millions de dollars en janvier 2014.

Structure du capital consolidé

au 31 décembre 2014



¹ Comprend nos participations sans contrôle dans TC PipeLines, LP et Portland.

² Déduction faite de la trésorerie et à l'exclusion des billets subordonnés de rang inférieur.

Au 31 décembre 2014, nous avons des capacités inutilisées de 1,55 milliard de dollars, de 2,0 milliards de dollars et de 2,75 milliards de dollars US aux termes de prospectus préalables au Canada et aux États-Unis, visant à faciliter l'accès futur aux marchés nord-américains des titres d'emprunt et de capitaux propres.

Au 31 décembre 2014, nous respectons toutes les clauses restrictives de nature financière. Les dispositions de divers actes de fiducie et accords de crédit avec certaines de nos filiales peuvent restreindre la capacité de ces dernières de déclarer et de verser des dividendes ou de procéder à des distributions dans certaines circonstances. Lorsqu'elles sont applicables, ces restrictions risquent d'avoir une incidence sur notre capacité de déclarer et de verser des dividendes sur nos actions ordinaires et privilégiées. 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.

Flux de trésorerie

Les tableaux suivants résument les flux de trésorerie de notre entreprise.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	4 079	3 674	3 571
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(4 144)	(5 120)	(3 256)
(Insuffisance) surplus	(65)	(1 446)	315
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(373)	1 794	(403)
	(438)	348	(88)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	-	28	(15)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(438)	376	(103)

Nous continuons de financer notre vaste programme d'investissement au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ainsi que par des activités de financement sur les marchés financiers et la vente de nos actifs américains de gazoducs à TC PipeLines, LP.

Notre liquidité continuera de comporter des flux de trésorerie prévisibles provenant de l'exploitation, des facilités de crédit confirmées, de notre capacité d'accéder aux marchés des titres d'emprunt et des actions, autant au Canada qu'aux États-Unis, et d'autres cessions de nos actifs américains de gazoducs à TC PipeLines, LP et de nos fonds en caisse.

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Fonds provenant de l'exploitation	4 268	4 000	3 284
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(189)	(326)	287
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	4 079	3 674	3 571

Mesure non conforme aux PCGR, les fonds provenant de l'exploitation 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. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les mesures non conformes aux PCGR, voir la page 24. Par rapport à 2013, la hausse de 2014 est attribuable à l'augmentation du résultat comparable ajusté pour tenir compte des éléments hors trésorerie qui suivent : augmentation de la charge d'impôts reportés et de l'amortissement, augmentation de la composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction et diminution du bénéfice tiré des participations. Les fonds provenant de l'exploitation tiennent compte également de la baisse des bénéfices répartis provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Au 31 décembre 2014, notre passif à court terme était supérieur à notre actif à court terme, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 4,0 milliards de dollars. Cette insuffisance à court terme est principalement attribuable à l'utilisation de créditeurs, de billets à payer et de la tranche à court terme de notre dette à long terme pour financer notre programme d'investissement.

Cette insuffisance à court terme, qui est jugée comme faisant partie du cours normal des activités d'une entreprise en croissance, est gérée au moyen :

- de notre capacité à générer des flux de trésorerie provenant de l'exploitation;
- de notre accès aux marchés financiers;
- de facilités de crédit bancaires renouvelables confirmées, mais inutilisées, d'une valeur approximative de 5 milliards de dollars.

Sorties nettes liées aux activités d'investissement

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Dépenses en immobilisations	(3 550)	(4 264)	(2 595)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(807)	(488)	(3)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(256)	(163)	(652)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(241)	(216)	(214)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	196	-	-
Montants reportés et autres	514	11	208
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(4 144)	(5 120)	(3 256)

Nos dépenses en immobilisations en 2014 ont été principalement engagées pour l'expansion de notre réseau de NGTL, la construction de nos pipelines au Mexique, la construction du latéral et du terminal de Houston, l'aménagement de notre oléoduc Énergie Est et l'expansion du pipeline d'ANR. Sont également compris dans

les activités d'investissement en 2014 l'acquisition de quatre autres installations d'énergie solaire en Ontario, le produit de la vente de Cancarb et des installations de production d'électricité qui s'y rattachent et notre apport à la construction du pipeline Grand Rapids.

Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	1 403	4 253	1 491
Remboursements sur la dette à long terme	(1 069)	(1 286)	(980)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	544	(492)	449
Dividendes et distributions versés	(1 617)	(1 522)	(1 416)
Actions ordinaires émises	47	72	53
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	440	585	-
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	79	384	-
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	(200)	(200)	-
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(373)	1 794	(403)

Émission de titres d'emprunt à long terme

(en millions de dollars)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TCPL	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2018	500 \$ US	1,88 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2018	250 \$ US	Variable
	Février 2014	Billets de premier rang non garantis	Mars 2034	1 250 \$ US	4,63 %
	Octobre 2013	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2023	625 \$ US	3,75 %
	Octobre 2013	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2043	625 \$ US	5,00 %
	Juillet 2013	Billets de premier rang non garantis	Juin 2016	500 \$ US	Variable
	Juillet 2013	Billets à moyen terme	Juillet 2023	450 \$	3,69 %
	Juillet 2013	Billets à moyen terme	Novembre 2041	300 \$	4,55 %
	Janvier 2013	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2016	750 \$ US	0,75 %
	Août 2012	Billets de premier rang non garantis	Août 2022	1 000 \$ US	2,50 %
	Mars 2012	Billets de premier rang non garantis	Mars 2015	500 \$ US	0,88 %
TC PipeLines, LP	Juillet 2013	Facilité d'emprunt à terme non garantie	Juillet 2018	500 \$ US	Variable

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

(en millions de dollars canadiens)					
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt	
TCPL	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	300 \$ US	4,88 %	
	Juin 2014	Déventures	125 \$	11,10 %	
	Février 2014	Billets à moyen terme	300 \$	5,05 %	
	Janvier 2014	Billets à moyen terme	450 \$	5,65 %	
	Août 2013	Billets de premier rang non garantis	500 \$ US	5,05 %	
	Juin 2013	Billets de premier rang non garantis	350 \$ US	4,00 %	
	Mai 2012	Billets de premier rang non garantis	200 \$ US	8,63 %	
Nova Gas Transmission Ltd.	Juin 2014	Déventures	53 \$	11,20 %	
	Décembre 2012	Déventures	175 \$ US	8,50 %	

Émission, rachat et conversion d'actions privilégiées

En janvier 2014, TransCanada a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 18 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 9 au prix de 25 \$ l'action, pour un produit brut de 450 millions de dollars. Les investisseurs ont droit à des dividendes cumulatifs fixes de 1,0625 \$ par action par année, payables trimestriellement. Le taux de dividende sera ajusté le 30 octobre 2019 et tous les cinq ans par la suite à un taux de rendement annuel égal à la somme du taux en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans et de 2,35 %. Les actions privilégiées sont rachetables par la société le ou après le 30 octobre 2019 et le 30 octobre tous les cinq ans par la suite, au prix de 25 \$ l'action majoré des dividendes courus et impayés. Les investisseurs auront le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 10 le 30 octobre 2019 et le 30 octobre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série 10 auront droit à des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable, à un taux annualisé égal à la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 2,35 %.

En mars 2014, nous avons racheté les quatre millions d'actions privilégiées de série Y de TCPL à un prix de 50 \$ l'action, majoré d'un dividende couru, mais impayé de 0,2455 \$. La valeur nominale des actions de série Y en circulation était de 200 millions de dollars et comportait un dividende annualisé de 11 millions de dollars.

En décembre 2014, les porteurs d'actions de série 1 ont choisi de convertir 12,5 millions de nos 22 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 1 en circulation sur une base d'échange réciproque en des actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 2 à taux variable. Les actions de série 1 produiront un taux de dividende annuel fixe de 3,266 %, payé trimestriellement, pour la période de cinq ans qui a commencé le 31 décembre 2014. Les actions de série 2 produiront un dividende trimestriel variable à un taux annualisé égal à la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 1,92 % pour la période de cinq ans qui a commencé le 31 décembre 2014. Le taux de dividende trimestriel variable pour les actions de série 2 pour la première période trimestrielle à taux variable, à compter du 31 décembre 2014, est de 2,815 % par an et sera ajusté chaque trimestre à l'avenir.

Le produit net des émissions susmentionnées de titres d'emprunt et d'actions privilégiées a servi à des fins générales et a permis de réduire la dette à court terme de la société.

Programme d'émission d'actions au cours du marché (« ACM ») de TC PipeLines, LP

En août 2014, TC PipeLines, LP a instauré son programme d'émission d'actions au cours du marché (« programme ACM ») aux termes duquel la société peut offrir et vendre des parts ordinaires ayant un prix d'achat global jusqu'à concurrence de 200 millions de dollars US.

Du mois d'août au 31 décembre 2014, 1,3 million de parts ordinaires ont été émises aux termes du programme ACM pour générer un produit net d'environ 73 millions de dollars US. Notre participation dans TC PipeLines, LP diminuera à la suite de l'émission d'actions dans le cadre du programme ACM.

Facilités de crédit

Nous avons recours à des facilités de crédit renouvelables confirmées principalement pour appuyer nos programmes de papier commercial. Ces programmes ainsi que des facilités de crédit à vue supplémentaires sont utilisés à fins générales, notamment l'émission de lettres de crédit et le dégagement de liquidités additionnelles.

Au 31 décembre 2014, nous disposons de facilités de crédit non garanties de 6,7 milliards de dollars (6,2 milliards de dollars en 2013), notamment les suivantes :

Montant	Capacité inutilisée	Filiale	Objet	Échéance
3 milliards de dollars	3 milliards de dollars	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL au Canada.	Décembre 2019
1 milliard de dollars US	1 milliard de dollars US	TransCanada PipeLine USA Ltd. (« TCPL USA »)	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable utilisée aux fins générales de TCPL USA.	Novembre 2015
1 milliard de dollars US	1 milliard de dollars US	TransCanada American Investments Ltd. (« TAIL »)	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial en dollars US de TAIL aux États-Unis.	Novembre 2015
1,4 milliard de dollars	0,6 milliard de dollars	TCPL/TCPL USA	Lignes à vue permettant l'émission de lettres de crédit et donnant accès à des liquidités supplémentaires; au 31 décembre 2014, nous avons prélevé 0,8 milliard de dollars en lettres de crédit aux termes de ces lignes.	À vue

Au 31 décembre 2014, les sociétés qui nous sont affiliées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées dont le solde inutilisé s'élevait à 0,4 milliard de dollars.

Obligations contractuelles

Paiements exigibles (par période)

au 31 décembre 2014 (en millions de dollars)	Total	Moins de 12 mois	De 12 à 36 mois	De 37 à 60 mois	Plus de 60 mois
Billets à payer	2 467	2 467	-	-	-
Dette à long terme (comprend les billets subordonnés de rang inférieur)	25 961	1 797	3 071	2 773	18 320
Contrats de location-exploitation (versements futurs pour divers bureaux, services et matériel, déduction faite des encaissements de sous-location)	1 694	300	575	432	387
Obligations d'achat	4 221	2 201	1 251	453	316
Autres passifs à long terme figurant au bilan	416	8	17	19	372
	34 759	6 773	4 914	3 677	19 395

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.

Dette à long terme

À la fin de 2014, la dette à long terme s'élevait à 25 milliards de dollars et les billets subordonnés de rang inférieur se chiffraient à 1,2 milliard de dollars, comparativement à respectivement 22,9 milliards de dollars et 1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2013.

Le total des billets à payer était de 2,5 milliards de dollars à la fin de 2014, contre 1,8 milliard de dollars à la fin de 2013.

Nous nous efforçons d'étaler les échéances de la dette. La majeure partie de nos obligations ont une échéance supérieure à cinq ans, l'échéance moyenne étant de 12 ans.

Les remboursements de capital et les paiements d'intérêt liés à notre dette à long terme prévus en date du 31 décembre 2014 sont indiqués ci-après.

Remboursements de capital

Paiements exigibles (par période)

au 31 décembre 2014 (en millions de dollars)	Total	Moins de 12 mois	De 12 à 36 mois	De 37 à 60 mois	Plus de 60 mois
Billets à payer	2 467	2 467	-	-	-
Dette à long terme	24 801	1 797	3 071	2 773	17 160
Billets subordonnés de rang inférieur	1 160	-	-	-	1 160
	28 428	4 264	3 071	2 773	18 320

Paiements d'intérêt

Paiements exigibles (par période)

au 31 décembre 2014 (en millions de dollars)	Total	Moins de 12 mois	De 12 à 36 mois	De 37 à 60 mois	Plus de 60 mois
Dette à long terme	17 878	1 328	2 467	2 226	11 857
Billets subordonnés de rang inférieur	3 867	74	147	147	3 499
	21 745	1 402	2 614	2 373	15 356

Contrats de location-exploitation

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 de un à cinq ans.

Dans le contexte des CAE en Alberta, nos engagements sont considérés comme des contrats de location-exploitation et les CAE ont été en partie sous-louées à des tiers selon des modalités semblables. Les paiements fixes au titre de ces CAE ont été inclus dans notre résumé des obligations futures. Les paiements variables ont été exclus puisqu'ils dépendent, entre autres facteurs, de la capacité disponible des centrales. Notre quote-part de l'électricité achetée aux termes des CAE en 2014 était de 391 millions de dollars (242 millions de dollars en 2013; 238 millions de dollars en 2012).

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)¹

au 31 décembre 2014 (en millions de dollars)	Total	Moins de 12 mois	De 12 à 36 mois	De 37 à 60 mois	Plus de 60 mois
Gazoducs					
Transport par des tiers ²	346	94	171	64	17
Dépenses d'investissement ³	912	841	71	-	-
Autres	6	2	4	-	-
Pipelines de liquides					
Dépenses d'investissement ³	1 784	908	651	225	-
Autres	70	7	14	14	35
Énergie					
Achats de produits de base	308	163	125	20	-
Dépenses d'investissement ³	205	127	78	-	-
Autres ⁴	570	48	129	130	263
Siège social					
Technologie de l'information et autres	20	11	8	-	1
	4 221	2 201	1 251	453	316

¹ Les montants dans ce tableau ne tiennent pas compte des contributions pour la capitalisation de nos régimes de retraite.

² 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 liées aux produits de base en fonction des volumes de livraison.

³ Les montants comprennent les dépenses en immobilisations et les projets d'investissement en cours d'aménagement sont des estimations et subissent l'influence de la variabilité selon le moment de la construction et des améliorations apportées au projet.

⁴ Le poste comprend des estimations de certains montants sujets à changement en fonction des heures de fonctionnement de la centrale, de l'utilisation des installations de stockage du gaz naturel, 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.

Perspectives

Nous aménageons des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement de 46 milliards de dollars. Les actifs d'infrastructure de longue durée visés par le programme sont appuyés par des conventions commerciales à long terme et, une fois en service, ils devraient générer une forte croissance du résultat et des flux de trésorerie.

Notre programme d'investissement de 46 milliards de dollars comprend un montant de 12 milliards de dollars destiné à des projets de petite ou de moyenne envergure à court terme et un montant de 34 milliards de dollars destiné à des projets de moyenne et grande envergure, à plus long terme et garantis sur le plan commercial qui doivent tous faire l'objet d'approbations commerciales ou réglementaires. Nous prévoyons financer ce portefeuille par la croissance de nos flux de trésorerie autogérés et par une combinaison d'options de financement comprenant :

- des titres d'emprunt de premier rang;
- du financement de projets;
- des actions privilégiées;
- des titres hybrides;
- d'autres cessions de nos actifs pipeliniers américains de gaz naturel à TC Pipelines, LP;
- la vente d'actifs;
- la participation possible de partenaires stratégiques ou financiers;
- la gestion de portefeuille.

Les autres options de financement possibles comprennent l'émission d'actions ordinaires dans le cadre du RRD ou encore des émissions distinctes de titres de participation.

GARANTIES

Bruce Power

Avec notre partenaire d'investissement, BPC, nous avons garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce B relativement aux conventions de ventes d'électricité, à un contrat de location et aux services contractuels. Toutes les garanties relatives à Bruce B s'étendent jusqu'en 2018 sauf une d'une durée illimitée et à laquelle aucun risque n'est lié.

En outre, avec BPC, nous avons individuellement garanti solidairement la moitié de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce A liées à un contrat de sous-location, à une entente conclue avec la SIERE prévoyant le redémarrage des réacteurs de Bruce A et à certaines autres obligations financières. La durée des garanties relatives à Bruce A s'étend jusqu'en 2019.

Au 31 décembre 2014, notre quote-part du risque découlant de ces garanties de Bruce A et B était évaluée à 634 millions de dollars. La valeur comptable estimative de ces garanties est de 6 millions de dollars. Notre risque aux termes de ces garanties est illimité.

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 dans le contexte, principalement, du réacheminement du gaz naturel, des paiements dans le cadre de CAE et du paiement des obligations. La durée de ces garanties s'étend jusqu'à 2040.

Au 31 décembre 2014, notre quote-part estimative à l'égard du risque éventuel découlant des garanties variait jusqu'à un maximum de 104 millions de dollars. La valeur comptable de ces garanties se chiffrait à 14 millions de dollars et elle a été incluse dans les autres passifs à long terme. 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

En 2015, nous nous attendons à capitaliser environ 70 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 36 millions de dollars dans le régime d'épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées. De plus, la société prévoit fournir une lettre de crédit de 35 millions de dollars en faveur du régime PD canadien pour répondre aux exigences de solvabilité.

En 2014, nous avons capitalisé 73 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, 6 millions de dollars dans les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et 37 millions de dollars dans le régime d'épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées. Nous avons également fourni à l'un des régimes de retraite à prestations déterminées une lettre de crédit de 47 millions de dollars en remplacement d'une capitalisation en trésorerie.

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 2015. Compte tenu de la conjoncture en cours, nous prévoyons que la capitalisation requise pour ces régimes avoisinera le niveau de 2014 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 est passé de 134 millions de dollars à 115 millions de dollars en 2014, en raison surtout d'une hausse du taux d'actualisation utilisé pour l'obligation au titre des prestations.

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 à la conception des régimes et aux hypothèses actuarielles;
- des résultats réels des régimes par rapport aux projections;
- des modifications aux règlements et aux 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

RISQUES ET GESTION DES RISQUES

Les risques généraux auxquels notre société est exposée sont résumés ci-après. Les risques particuliers à chaque secteur d'exploitation sont présentés avec l'exposé du secteur.

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 intégrons l'évaluation des risques à nos processus décisionnels à tous les niveaux.

Le comité de gouvernance d'entreprise, qui fait partie du conseil d'administration, assure la surveillance des activités de gestion des risques, notamment la mise en place de systèmes de gestion adéquats afin de gérer les risques. Il s'acquitte également au nom du conseil de la surveillance des politiques, programmes et pratiques de gestion des risques. D'autres comités du conseil sont chargés de surveiller des risques particuliers : le comité d'audit supervise les activités de gestion des risques financiers menées par la direction; le comité des ressources humaines encadre le renouvellement et la rémunération des membres de la haute direction, la capacité organisationnelle et le risque lié à la rémunération; et le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement veille aux risques relatifs à l'environnement et à la sécurité d'exploitation à l'aide des rapports présentés régulièrement 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.

Risques opérationnels

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
Interruption des activités Les risques opérationnels tels que les conflits de travail, les pannes ou défaillances de matériel, les actes de terrorisme et les catastrophes naturelles et autres sinistres.	Ces risques sont susceptibles de réduire les produits, d'accroître les coûts d'exploitation ou d'entraîner des frais juridiques ou autres et, par conséquent, de porter atteinte aux résultats. Les pertes 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.	Nous disposons de systèmes de gestion des incidents, des situations d'urgence et des crises afin d'assurer l'efficacité de notre intervention pour réduire les pertes et les blessures et pour améliorer notre capacité de reprendre nos activités d'exploitation. Nous disposons également d'un programme de continuité des activités qui identifie les processus critiques de l'entreprise et qui élabore des plans de reprise pour assurer la continuité des processus. Nous disposons d'un régime d'assurance multirisque visant à atténuer certains de ces risques, mais il ne couvre pas tous les événements ni toutes les circonstances possibles.
Réputation et relations Notre réputation et nos relations sont très importantes avec nos parties prenantes, telles que les collectivités autochtones, le grand public, les propriétaires fonciers, les gouvernements, les organismes gouvernementaux et les organisations environnementales non gouvernementales.	Ces parties prenantes peuvent avoir une influence considérable sur nos activités d'exploitation, l'aménagement de nos infrastructures et notre réputation en général.	Le cadre de mobilisation des parties prenantes représente notre engagement officiel en matière de mobilisation des parties prenantes. Nos quatre valeurs fondamentales, l'intégrité, la collaboration, la responsabilité et l'innovation, sont au cœur de notre engagement envers les parties prenantes et nous guident dans nos interactions avec elles.
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 tenions compte minutieusement du coût prévu de nos projets d'investissement, dans le cas de certains contrats, nous assumons le risque lié au dépassement des coûts en capital pouvant avoir une incidence sur le rendement du projet.	Dans le cas de certains contrats, nous partageons le coût de ces risques avec les clients en échange de l'avantage potentiel qu'ils pourront obtenir une fois le projet réalisé.

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
<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 significative.</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 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.</p>

Coûts de cessation d'exploitation de pipelines

L'Initiative de consultation relative aux questions foncières de l'ONÉ exige que toutes les sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ mettent de côté des fonds pour financer les futurs coûts liés aux activités de cessation d'exploitation d'un pipeline.

Dans le cadre de cette initiative, l'ONÉ a énoncé plusieurs principes directeurs. Il a notamment reconnu que les coûts liés à la cessation d'exploitation sont des coûts engagés de manière légitime relativement à la prestation d'un service pipelinier et que, par conséquent, ils sont récupérables auprès des utilisateurs du réseau en question, sous réserve de son approbation. Les sociétés pipelinières sont responsables de gérer les activités de prélèvement et d'investissement des fonds afin de financer les coûts futurs de cessation d'exploitation.

Toutes les audiences sont maintenant terminées et les décisions de l'ONÉ ont été reçues, la décision finale ayant été rendue en décembre 2014, pour autoriser le prélèvement d'un supplément de cessation d'exploitation à compter de janvier 2015. Les fonds ainsi prélevés seront détenus dans des fiducies dont la raison d'être est de détenir et d'investir ces fonds en prévision des futurs coûts de cessation d'exploitation.

Santé, sécurité et environnement

Le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement du conseil d'administration de TransCanada (le « conseil ») veille au respect de notre déclaration d'engagement en la matière par des rapports réguliers de la direction. Notre système intégré de gestion de la santé, de la sécurité et de l'environnement nous permet de saisir, d'organiser et de documenter nos politiques, programmes et procédures en la matière.

Ce système 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 ainsi que différents autres systèmes de gestion internes. Il suit un cycle d'amélioration continue.

Le comité examine la performance en SSE et la gestion du risque opérationnel sur une base trimestrielle. Il reçoit des rapports détaillés sur :

- la gouvernance des risques généraux de la société en matière de SSE;
- la performance d'exploitation et l'entretien préventif;
- les programmes visant l'intégrité des actifs;
- les mesures d'intervention d'urgence et en cas d'incident et l'évaluation des incidents;
- les paramètres de rendement quant à la sécurité des personnes et des processus;
- les faits nouveaux en matière de législation et de réglementation et la confirmité connexe.

Le comité reçoit également des mises à jour sur les examens menés par la direction dans des domaines spécifiques de toute revue de gestion du risque opérationnel et du risque de construction et les résultats des plans d'action correctifs découlant des vérifications internes et celles menées par des tiers.

La sécurité et l'intégrité de notre infrastructure existante et nouvellement aménagée 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 2014, nous avons engagé 550 millions de dollars pour l'intégrité des gazoducs et des pipelines de liquides que nous exploitons, soit 174 millions de dollars de plus qu'en 2013, en raison principalement de l'accroissement du nombre d'inspections en conduite et des projets d'entretien connexes de tous les réseaux ainsi que du remplacement nécessaire d'un plus grand nombre de canalisations du fait de l'empiètement de la population sur les emprises pipelinières. 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 n'influent guère sur notre résultat. Selon les contrats visant 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. Notre fiche de sécurité en 2014 continue de correspondre aux données repères de l'industrie, voire de les dépasser.

Nos dépenses d'exploitation du secteur de l'énergie liées à la sécurité et nos différents programmes d'intégrité nous permettent de réduire les risques pour les employés et le public, l'équipement et l'environnement immédiat et d'éviter toute perturbation dans les services d'électricité offerts à nos clients, dans l'empreinte de chaque installation.

Les dépenses liées à la sécurité publique à l'égard des actifs du secteur des installations énergétiques sont surtout concentrées sur les barrages hydroélectriques et le matériel connexe.

Les principaux risques environnementaux que nous encourons ont trait :

- aux émissions atmosphériques et de GES;
- au rejet de produits, notamment de pétrole brut ou de gaz naturel, dans l'environnement (sol, eau et air);
- à l'utilisation, au stockage et à l'élimination de produits chimiques et de matières dangereuses;
- au respect des exigences et politiques d'entreprise et de réglementation et aux nouveaux règlements.

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 incidents. 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 effets éventuels de nos activités sur l'environnement par suite d'une catastrophe naturelle.

Respect des exigences et responsabilités en matière d'environnement

Nos installations sont assujetties 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 déversements d'eaux usées et de la gestion des déchets. Nos installations doivent obtenir tout un éventail d'enregistrements, de licences, de permis et d'autorisations et se 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.

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 peuvent être importants ou sont incertains, nous travaillons de façon indépendante ou en collaboration avec des associations industrielles afin de présenter des commentaires au sujet des propositions avancées.

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 impossible d'évaluer le montant ou le moment de toutes nos dépenses futures liées aux questions d'environnement pour les raisons suivantes :

- les lois et règlements sur l'environnement (ainsi que leur interprétation et leur application) sont susceptibles d'être modifiés;
- 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 2014, nous avons inscrit environ 30 millions de dollars relativement à ces obligations (32 millions de dollars à la fin de l'exercice 2013), 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 cette réserve tous les trimestres, afin de tenir compte des variations des passifs.

Risque lié à la réglementation sur les émissions de gaz à effet de serre

Nous détenons des actifs et nous avons des intérêts commerciaux dans diverses régions où une réglementation a été adoptée en matière d'émissions industrielles de GES. Nous avons mis en place des marches à suivre pour respecter ces règlements, notamment :

- conformément au règlement intitulé Specified Gas Emitters Regulation de l'Alberta, les installations industrielles existantes qui produisent des GES au-delà d'un certain seuil sont tenues d'en ramener l'intensité à 12 % sous une moyenne de référence établie depuis 2007. Nos installations du réseau de NGTL sont assujetties à ce règlement, tout comme les installations de Sundance et de Sheerness. Pour le réseau de NGTL, nous recouvrons les coûts de conformité à même les droits payés par les clients. Une partie des coûts de conformité pour Sundance et Sheerness sont recouverts par la voie des prix sur le marché et aux termes de dispositions contractuelles de report. Nous avons inscrit des coûts estimatifs liés aux émissions de GES de 38 millions de dollars pour 2014 (25 millions de dollars en 2013), aux termes de ce règlement;
- en Colombie-Britannique, une taxe en vigueur depuis 2008 s'applique aux émissions de dioxyde de carbone (« CO₂ ») associées à la consommation de combustibles fossiles. Nous recouvrons les coûts de conformité pour la consommation de combustibles fossiles aux postes de compression et de comptage à même les droits payés par les clients. En 2014, nous avons inscrit des coûts de 6 millions de dollars (6 millions de dollars en 2013) relativement à la taxe sur le carbone de la Colombie-Britannique;
- les États du Nord-Est des États-Unis membres de la Regional Greenhouse Gas Initiative (« RGGI ») ont pour leur part mis en œuvre un programme de plafonnement et d'échange de CO₂ visant les producteurs d'électricité, entré en vigueur en janvier 2009. Le programme s'applique tant à la centrale de Ravenswood qu'à celle d'Ocean State Power. En 2014, nous avons inscrit 9 millions de dollars (6 millions de dollars en 2013) au titre de notre participation aux allocations trimestrielles de quotas dans le cadre de la RGGI;
- au Québec, le Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES est entré en vigueur en décembre 2011 et a été modifié de façon importante en décembre 2012. Les

émissions de GES de Bécancour sont assujetties à ce règlement depuis janvier 2013. Aux termes du règlement, le gouvernement a attribué des droits d'émission gratuits à l'égard de la majorité des exigences de conformité de Bécancour pour 2013 et 2014. Les autres droits requis ont été achetés dans le cadre d'un processus de ventes aux enchères. Le coût de ces unités d'émissions est récupéré par des contrats commerciaux. Les installations pipelinières du Québec sont également assujetties à ce règlement et ont acheté des instruments de conformité. Nous avons inscrit environ 1 million de dollars au titre de la conformité avec ce règlement en 2014 (moins de 1 million de dollars en 2013);

- en 2013, la Californie a également mis en œuvre un programme de plafonnement et d'échange qui touche les importateurs d'électricité et un certain nombre d'émetteurs industriels d'émissions de GES. Nos coûts liés à ce programme se sont chiffrés à moins de 1 million de dollars en 2014 (moins de 1 million de dollars en 2013).

Plusieurs initiatives fédérales, régionales, étatiques et provinciales sont en cours d'élaboration. Les événements économiques peuvent avoir des répercussions inattendues sur la portée de nouveaux règlements et sur les échéances prévues à cet égard. Nous sommes d'avis que, dans la plupart des cas, nos installations seront visées par les futurs règlements en vue de la gestion des émissions industrielles de GES.

Risques financiers

Parce que nous sommes exposés au risque de marché, au risque de crédit lié aux contreparties et au risque d'illiquidité, nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but d'atténuer leur incidence sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionnariale.

Ces stratégies, politiques et limites 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. Nous gérons le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties 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. La direction veille au respect des politiques et procédures de gestion du risque de marché et du risque de crédit lié aux contreparties et évalue la pertinence du cadre de gestion des risques, sous la surveillance du comité d'audit. Le comité d'audit est appuyé à ce titre par le personnel d'audit interne qui effectue des examens réguliers et ponctuels des contrôles et procédures de gestion des risques et qui lui en communique les résultats.

Risque de marché

Nous construisons des projets d'infrastructures énergétiques ou y investissons, nous achetons ou vendons des produits énergétiques 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 avons recours à des contrats d'instruments dérivés qui contribuent à la gestion du risque de marché, notamment aux instruments dérivés suivants :

- Contrats à terme – contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix spécifié à une date future. Nous avons recours à des contrats à terme de gré à gré et normalisés visant le change et les produits de base pour gérer l'incidence des fluctuations des taux de change et des prix des produits de base;
- Swaps – contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées. Nous concluons des swaps de taux d'intérêt, de devises et de produits de base pour gérer l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base;
- 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. Nous concluons des contrats

d'option pour gérer l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.

Nous évaluons les contrats que nous concluons 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.

Risque lié au prix des produits de base

Nous utilisons un certain nombre de stratégies pour réduire le risque lié aux fluctuations de prix des produits de base, plus particulièrement en ce qui a trait aux prix de l'électricité et du gaz naturel, notamment :

- nous concluons des contrats de vente à prix fixe de durées variables pour une partie de nos approvisionnements en électricité prévus, tout en conservant une quantité qui ne fait pas l'objet de contrats de vente pour atténuer les risques liés à l'exploitation et au prix de notre portefeuille d'actifs;
- nous achetons à l'avance une partie du gaz naturel requis pour alimenter nos centrales électriques ou nous concluons des contrats qui nous permettent d'établir le prix de vente de l'électricité en fonction du coût du gaz naturel, en nous garantissant une marge par le fait même;
- pour répondre à nos engagements de ventes d'électricité, nous utilisons de l'électricité produite par nos actifs ou achetée à prix fixe, ce qui réduit le risque lié aux fluctuations de prix des produits de base;
- nous avons recours à des instruments dérivés pour négocier des positions compensatrices ou adossées et ainsi gérer le risque lié au prix des produits de base créé par les différences entre les prix fixes et les prix variables fondés sur divers indices de prix et points de livraison.

Risque de change et de taux d'intérêt

Parce qu'une partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US et que nous présentons nos résultats 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. La majeure partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US et par l'utilisation d'instruments dérivés portant sur les taux de change.

Notre dette est assortie d'un taux d'intérêt variable, ce qui fait que nous sommes assujettis à un risque lié au taux d'intérêt sur les flux de trésorerie. Pour gérer ce risque, nous avons recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options.

Taux de change moyen – Conversion de dollars américains en dollars canadiens

2014	1,10
2013	1,03
2012	1,00

L'incidence des fluctuations de valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis est en grande partie enrayée par les autres éléments libellés en dollars US, ainsi qu'en fait état le tableau ci-après. Le BAII comparable est une mesure non conforme aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 24.

Principaux montants libellés en dollars US

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US)	2014	2013	2012
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	630	542	660
BAII comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	570	389	363
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	269	216	88
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(854)	(766)	(740)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	154	219	124
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	(234)	(196)	(192)
	535	404	303

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises de taux d'intérêt, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir notre investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

Instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net

Les justes valeurs ainsi que le montant nominal ou en capital des instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2014		2013	
	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2015 à 2019) ²	(431)	2 900 US	(201)	3 800 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2015)	(28)	1 400 US	(11)	850 US
	(459)	4 300 US	(212)	4 650 US

¹ Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

² Le bénéfice net consolidé comprenait en 2014 des gains réalisés nets de 21 millions de dollars (gains de 29 millions de dollars en 2013) liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises.

Titres d'emprunt libellés en dollars US et désignés en tant que couverture de l'investissement net

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013
Valeur comptable	17 000 (14 700 US)	14 200 (13 400 US)
Juste valeur	19 000 (16 400 US)	16 000 (15 000 US)

Le classement de la juste valeur des instruments dérivés servant à couvrir les investissements nets de la société dans des établissements étrangers au bilan s'établit comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013
Autres actifs à court terme	5	5
Actifs incorporels et autres actifs	1	-
Créditeurs et autres	(155)	(50)
Autres passifs à long terme	(310)	(167)
	(459)	(212)

Risque de crédit lié aux contreparties

Nous sommes exposés au risque de crédit lié aux contreparties en ce qui a trait :

- aux débiteurs;
- aux placements en portefeuille;
- à la juste valeur des actifs dérivés;
- aux liquidités et aux billets à recevoir.

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 essayer une perte financière. Pour gérer ce risque, nous utilisons des techniques de gestion de crédit reconnues, entre autres :

- nous faisons affaire avec des contreparties solvables – une grande partie des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée ou, lorsque cela n'est pas le

cas, le risque est généralement en partie couvert par des garanties financières fournies par des parties possédant une cote de solvabilité élevée;

- nous établissons un montant limite pour toute opération avec une contrepartie – nous surveillons et gérons la concentration du risque de crédit lié aux contreparties et nous réduisons notre exposition à ce risque lorsque nous le jugeons approprié et que la réduction est permise aux termes de nos contrats;
- nous avons recours à des accords de compensation et obtenons des garanties financières telles que des cautionnements, des lettres de crédit ou des liquidités, lorsque nous l'estimons nécessaire.

Il n'y a aucune certitude que ces mesures puissent nous protéger contre des pertes importantes.

Nous passons régulièrement en revue les débiteurs et constatons une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode du coût réel d'entrée. À la fin de l'exercice 2014, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Le 31 décembre 2014, la concentration du risque de crédit était de 258 millions de dollars (222 millions de dollars US) relativement à une contrepartie (240 millions de dollars (225 millions de dollars US) en 2013). Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie.

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 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, tant dans des conditions normales que difficiles.

Voir la rubrique intitulée « Situation financière » à la page 98 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 que leur règlement n'aura pas de conséquences importantes sur notre situation financière consolidée, nos résultats d'exploitation consolidés ou notre liquidité. Nous ne sommes au courant d'aucune possibilité d'action en justice qui aurait des conséquences importantes sur notre situation financière consolidée, nos résultats d'exploitation consolidés ou notre liquidité.

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

Nous avons effectué, 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, une évaluation de l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information en date du 31 décembre 2014, tel qu'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 à ce 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 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 2014 en nous appuyant sur les critères décrits dans le document intitulé « Internal Control – Integrated Framework (2013) » par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. La direction a conclu au terme de cette évaluation qu'au 31 décembre 2014, le contrôle interne à l'égard de l'information financière est efficace.

Notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2014 a été audité par le cabinet d'experts-comptables KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., comme en fait foi l'attestation annexée au présent rapport.

Modifications du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le 1^{er} janvier 2014, la direction a mis en place avec succès un système de planification des ressources de l'entreprise et a apporté des modifications à certains processus connexes. Par conséquent, certains procédés à l'appui de notre contrôle interne à l'égard de l'information financière ont changé en 2014.

Autre que la mise en œuvre de ce système de planification des ressources de l'entreprise, aucune modification n'a été apportée au contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société 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. Bien que cette mise en œuvre ait changé certaines activités spécifiques au sein de la fonction comptable, elle n'a pas affecté de façon significative les contrôles et procédures généraux que nous suivons dans l'établissement de contrôles internes à l'égard de l'information financière.

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 2014 déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR, nous devons faire certaines 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 pour la préparation de nos états financiers. Toute modification de ces estimations pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers.

Comptabilité des activités à tarifs réglementés

Selon les PCGR, un actif est admissible à la comptabilité des activités à tarifs réglementés (« CATR ») s'il répond aux trois critères suivants :

- les tarifs pour les services ou les activités réglementés doivent être établis ou approuvés par un organisme de réglementation;
- les tarifs réglementés doivent être conçus de manière à permettre de recouvrer les coûts relatifs à la prestation des services ou à l'offre des produits;
- il faut pouvoir présumer avec un degré de certitude raisonnable que des tarifs établis à des niveaux permettant de recouvrer les coûts peuvent être imputés aux clients et être récupérés de ces derniers à la lumière de la demande de services et produits et de la concurrence directe et indirecte.

Nous estimons que ces trois critères sont respectés pour chacun des gazoducs réglementés et certains projets de pipelines de liquides dont les activités sont comptabilisées selon les principes de la CATR. L'incidence la plus importante de l'application de ces principes comptables tient à ce que le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges, qui est fonction de l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet de nos produits et droits, peut différer de celui auquel on pourrait s'attendre selon les PCGR. Les actifs réglementaires représentent des coûts qui devraient être récupérés à même les droits perçus auprès des clients au cours d'exercices futurs. Les passifs réglementaires représentent les montants qui devraient être remboursés aux clients par le truchement de la tarification au cours d'exercices futurs.

Actifs et passifs réglementaires

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013
Actifs réglementaires		
Actif à long terme	1 297	1 735
Actif à court terme (inclus dans les autres actifs à court terme)	16	42
Passifs réglementaires		
Passif à long terme	263	229
Passif à court terme (inclus dans crédateurs et autres)	30	7

Perte de valeur des actifs à long terme et de l'écart d'acquisition

Nous passons en revue les actifs à long terme, notamment les immobilisations corporelles et les actifs incorporels, 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. Si le total des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs d'un actif est inférieur à sa valeur comptable, nous estimons que sa juste valeur est inférieure à sa valeur comptable et nous constatons et enregistrons une perte de valeur.

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 évaluons 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 suivons un processus en deux étapes pour déterminer s'il y a perte de valeur :

1. Nous comparons d'abord la juste valeur de l'unité d'exploitation, écart d'acquisition compris, à sa valeur comptable. Si la juste valeur est inférieure à la valeur comptable, nous estimons que l'écart d'acquisition a subi une perte de valeur.

2. Nous évaluons ensuite le montant de la perte de valeur. À cette fin, nous calculons la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation : nous déduisons la juste valeur de tous les actifs nets corporels et incorporels des unités d'exploitation de la juste valeur calculée à la première étape de l'évaluation. Si la valeur comptable de l'écart d'acquisition est supérieure à sa juste valeur implicite, nous constatons une charge au titre de la perte de valeur.

Nous fondons nos évaluations sur nos prévisions des flux de trésorerie futurs, ce qui exige le recours à des estimations et à des hypothèses au sujet des facteurs suivants :

- taux d'actualisation;
- prix des produits de base et de capacité;
- hypothèses au sujet de l'offre et de la demande sur le marché;
- occasions de croissance;
- niveaux de production;
- concurrence livrée par d'autres sociétés;
- modifications d'ordre réglementaire.

Des changements importants relativement à ces hypothèses pourraient influencer sur la nécessité de constater une charge au titre de la perte de valeur. Il existe un risque que des modifications défavorables des principales hypothèses donnent lieu à une dépréciation future au titre du solde de l'écart d'acquisition pour Great Lakes. Ces hypothèses pourraient subir l'incidence négative de divers facteurs, notamment des changements dans la demande des clients de Great Lakes à l'égard de la capacité et des services pipeliniers, des conditions climatiques, la production de gaz naturel et les prix du gaz en Amérique du Nord ainsi que les conditions de marché du stockage du gaz naturel. Notre quote-part de l'écart d'acquisition de Great Lakes, déduction faite des participations sans contrôle, se chiffrait à 243 millions de dollars US au 31 décembre 2014 (246 millions de dollars US en 2013).

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

En présence d'une obligation juridique de mettre de côté des fonds pour financer les coûts futurs de cessation d'exploitation dans la mesure où de tels coûts peuvent être évalués au prix d'un effort raisonnable, nous constatons dans nos états financiers la juste valeur du passif associé aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

Nous ne pouvons déterminer à quel moment aura lieu la mise hors service d'un grand nombre de nos centrales hydroélectriques, de nos oléoducs, gazoducs et installations connexes de transport et de nos installations de stockage de gaz naturel réglementées parce que nous avons l'intention de les exploiter tant et aussi longtemps qu'il existera une offre et une demande. Par conséquent, nous n'avons constaté aucune obligation à leur égard.

Dans les cas où nous constatons un tel passif, nous avons recours aux hypothèses suivantes :

- le moment prévu pour mettre l'actif hors service;
- la portée des activités nécessaires à la cessation d'exploitation et à la remise en état;
- les taux d'inflation et d'actualisation.

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont d'abord constatées lorsque l'obligation existe, puis elles sont désactualisées dans les charges d'exploitation.

Nous continuons d'évaluer nos obligations liées aux coûts futurs de cessation d'exploitation et de surveiller les aménagements qui pourraient avoir une incidence sur les montants constatés.

INSTRUMENTS FINANCIERS

Tous les instruments financiers, y compris les instruments dérivés et les instruments non dérivés, 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 financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

La juste valeur des billets à recevoir est calculée en actualisant les paiements futurs des intérêts et du capital en fonction des taux d'intérêt à terme. La juste valeur de la dette à long terme est évaluée selon l'approche par le résultat en fonction des cours du marché pour les mêmes instruments ou des instruments semblables provenant de fournisseurs externes de services de données. La juste valeur des actifs disponibles à la vente est calculée au cours du marché s'ils sont disponibles. Le risque de crédit a été pris en compte dans le calcul de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

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 est égale à leur juste valeur du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme.

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. Nous appliquons la comptabilité de couverture aux instruments dérivés admissibles et désignés pour la comptabilité de couverture. La tranche efficace des variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme couverture de flux de trésorerie et du montant net des investissements dans des établissements étrangers est constatée dans les autres éléments du résultat étendu de la période au cours de laquelle surviennent les variations. La tranche inefficace est inscrite dans le bénéfice net, dans la même catégorie financière que l'opération sous-jacente. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme couverture de la juste valeur sont constatées dans le bénéfice net, soit dans les intérêts créditeurs et autres, soit dans les intérêts débiteurs.

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 (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, ce qui peut exposer la société 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 à la fin de l'exercice et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel 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. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit.

Présentation des instruments dérivés au bilan

Le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013
Autres actifs à court terme	409	395
Actifs incorporels et autres actifs	93	112
Créditeurs et autres	(749)	(357)
Autres passifs à long terme	(411)	(255)
	(658)	(105)

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 2014 (en millions de dollars)	Total de la juste valeur	2015	2016 et 2017	2018 et 2019	2020 et par la suite
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction					
Actifs	436	363	62	7	4
Passifs	(530)	(457)	(61)	(12)	-
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture					
Actifs	66	47	17	2	-
Passifs	(630)	(293)	(246)	(91)	-
	(658)	(340)	(228)	(94)	4

Effet des instruments dérivés sur l'état consolidé des résultats

Le sommaire ci-après 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)	2014	2013
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹		
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de l'exercice		
Électricité	(5)	19
Gaz naturel	(35)	17
Change	(20)	(10)
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice		
Électricité	(39)	(49)
Gaz naturel	11	(13)
Change	(28)	(9)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{2,3}		
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice		
Électricité	130	(19)
Gaz naturel	-	(2)
Intérêts	4	5

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 de l'électricité ou du gaz naturel sont inclus dans les produits du secteur de l'énergie. 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 31 décembre 2014, toutes les relations de couverture étaient désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui étaient désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 3 millions de dollars (5 millions de dollars en 2013) et une valeur nominale de 400 millions de dollars US (200 millions de dollars US en 2013). En 2014, le montant des gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur s'établissait à 7 millions de dollars (6 millions de dollars en 2013) et était inclus dans les intérêts débiteurs. En 2014 et en 2013, nous n'avons constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

³ La partie efficace de la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits du secteur de l'énergie, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé. En 2014 et en 2013, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produirait pas.

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie

Les composantes de l'état consolidé des autres éléments du résultat étendu liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, avant les impôts)	2014	2013
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)		
Électricité	(126)	117
Gaz naturel	(2)	(1)
Change	10	5
	(118)	121
Reclassement des (pertes) et des gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) ¹		
Électricité	(114)	40
Gaz naturel	3	4
Intérêts	16	16
	(95)	60
(Pertes) gains sur les instruments dérivés constatés dans les résultats (partie inefficace)		
Électricité	(13)	8
	(13)	8

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.

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 2014, la juste valeur de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 15 millions de dollars (16 millions de dollars en 2013), et nous avons fourni à ce titre des garanties de néant (néant en 2013) dans le cours normal des affaires.

Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2014, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties supplémentaires de 15 millions de dollars (16 millions de dollars en 2013). Nous disposons de suffisamment de liquidités sous forme d'encaisse 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 2014

Obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire

En février 2013, le FASB a publié des directives concernant la constatation, l'évaluation et la présentation des obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire pour lesquelles le montant total de l'obligation est déterminé à la date du bilan. Les conventions d'emprunt, les obligations contractuelles diverses ainsi que les litiges réglés et les décisions judiciaires sont des exemples de ces obligations. Ces nouvelles

directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2014. L'application de cette nouvelle norme n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Opérations en devises – écarts de conversion cumulés

En mars 2013, le FASB a publié des directives modifiées au sujet de l'affectation des écarts de conversion cumulés au bénéfice net lorsqu'une société mère vend en tout ou en partie sa participation dans une entité étrangère ou cesse de détenir une participation financière donnant le contrôle dans une filiale ou un groupe d'actifs représentant une entreprise. Ces nouvelles directives ont été appliquées de façon prospective à partir du 1^{er} janvier 2014.

Économies d'impôts non comptabilisées

En juillet 2013, le FASB a publié des directives modifiées sur la présentation dans les états financiers d'économies d'impôts non comptabilisées en présence du report prospectif d'une perte d'exploitation nette, d'une perte fiscale comparable ou du report prospectif d'un crédit d'impôt. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2014. L'application de cette nouvelle norme n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Modifications comptables futures

Présentation des activités abandonnées

En avril 2014, le FASB a publié des directives modifiées sur la présentation des activités abandonnées. Les critères servant à établir ce qui constitue une activité abandonnée ont changé et la présentation d'information supplémentaire est exigée. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2015 et s'appliqueront de façon prospective. Nous ne nous attendons pas à ce que l'adoption de cette nouvelle norme ait une incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Produits tirés des contrats avec des clients

En mai 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits d'exploitation tirés des contrats avec des clients. Ces directives remplacent les exigences actuelles relatives à la constatation des produits d'exploitation ainsi que la majeure partie des exigences particulières au secteur industriel. Les nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits d'exploitation afin de refléter le transfert des biens ou services promis au client selon un montant qui tient compte de la contrepartie à laquelle la société s'attend à avoir droit en échange de la fourniture de ces biens ou services. Les nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017 assorties de deux méthodes possibles d'application des modifications : (1) rétrospectivement à chaque période antérieure présentée ou (2) rétrospectivement avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date de première application. L'application anticipée n'est pas permise. Nous sommes à évaluer l'incidence de l'adoption de cette mise à jour des normes comptables et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur les états financiers consolidés de la société.

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2014	2013	2012
BAIIA	5 542	4 958	4 204
Gain à la vente de Cancarb	(108)	-	-
Résiliation du contrat avec Niska	43	-	-
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	(9)	-	-
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	(55)	-
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	-	20
Activités de gestion des risques non comparables	53	(44)	21
BAIIA comparable	5 521	4 859	4 245
Amortissement comparable	(1 611)	(1 472)	(1 375)
BAll comparable	3 910	3 387	2 870
Autres postes de l'état des résultats			
Intérêts débiteurs comparables	(1 198)	(984)	(976)
Intérêts créditeurs et autres comparables	112	42	86
Charge d'impôts comparable	(859)	(662)	(477)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(153)	(125)	(118)
Dividendes sur les actions privilégiées	(97)	(74)	(55)
Résultat comparable	1 715	1 584	1 330
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Gain à la vente de Cancarb	99	-	-
Résiliation du contrat avec Niska	(32)	-	-
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	8	-	-
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	84	-
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	-	25	-
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	-	(15)
Activités de gestion des risques ¹	(47)	19	(16)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 743	1 712	1 299
Amortissement comparable	(1 611)	(1 472)	(1 375)
Poste particulier :			
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	(13)	-
Amortissement	(1 611)	(1 485)	(1 375)
Intérêts débiteurs comparables	(1 198)	(984)	(976)
Poste particulier :			
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	(1)	-
Intérêts débiteurs	(1 198)	(985)	(976)
Intérêts créditeurs et autres comparables	112	42	86
Postes particuliers :			
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	1	-
Activités de gestion des risques ¹	(21)	(9)	(1)
Intérêts créditeurs et autres	91	34	85
Charge d'impôts comparable	(859)	(662)	(477)
Postes particuliers :			
Gain à la vente de Cancarb	(9)	-	-
Résiliation du contrat avec Niska	11	-	-
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	(1)	-	-
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	42	-
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	-	25	-
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	-	5
Activités de gestion des risques ¹	27	(16)	6
Charge d'impôts	(831)	(611)	(466)

exercices clos les 31 décembre (dollars par action)	2014	2013	2012
Résultat comparable par action ordinaire	2,42 \$	2,24 \$	1,89 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Gain à la vente de Cancarb	0,14	-	-
Résiliation du contrat avec Niska	(0,04)	-	-
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	0,01	-	-
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	0,12	-
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	-	0,04	-
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	-	(0,02)
Activités de gestion des risques ¹	(0,07)	0,02	(0,03)
Bénéfice net par action ordinaire	2,46 \$	2,42 \$	1,84 \$

1

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Installations énergétiques au Canada	(11)	(4)	4
Installations énergétiques aux États-Unis	(55)	50	(1)
Stockage de gaz naturel	13	(2)	(24)
Change	(21)	(9)	(1)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	27	(16)	6
Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	(47)	19	(16)

BAIIA comparable et BAII comparable selon le secteur

exercice clos le 31 décembre 2014 (en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	3 250	1 059	1 360	(127)	5 542
Gain à la vente de Cancarb	-	-	(108)	-	(108)
Résiliation du contrat avec Niska	-	-	43	-	43
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	(9)	-	-	-	(9)
Activités de gestion des risques non comparables	-	-	53	-	53
BAIIA comparable	3 241	1 059	1 348	(127)	5 521
Amortissement comparable	(1 063)	(216)	(309)	(23)	(1 611)
BAII comparable	2 178	843	1 039	(150)	3 910

exercice clos le 31 décembre 2013 (en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	2 907	752	1 407	(108)	4 958
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	(55)	-	-	-	(55)
Activités de gestion des risques non comparables	-	-	(44)	-	(44)
BAIIA comparable	2 852	752	1 363	(108)	4 859
Amortissement comparable	(1 013)	(149)	(294)	(16)	(1 472)
BAII comparable	1 839	603	1 069	(124)	3 387

exercice clos le 31 décembre 2012 (en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	2 741	698	862	(97)	4 204
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	-	20	-	20
Activités de gestion des risques non comparables	-	-	21	-	21
BAIIA comparable	2 741	698	903	(97)	4 245
Amortissement comparable	(933)	(145)	(283)	(14)	(1 375)
BAII comparable	1 808	553	620	(111)	2 870

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

(non audité, en millions de dollars, sauf les montants par action)

2014	T4	T3	T2	T1
Produits	2 616	2 451	2 234	2 884
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	458	457	416	412
Résultat comparable	511	450	332	422
Résultat comparable par action	0,72 \$	0,63 \$	0,47 \$	0,60 \$
Données sur les actions				
Bénéfice net par action – de base et dilué	0,65 \$	0,64 \$	0,59 \$	0,58 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,48 \$	0,48 \$	0,48 \$	0,48 \$

2013	T4	T3	T2	T1
Produits	2 332	2 204	2 009	2 252
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	420	481	365	446
Résultat comparable	410	447	357	370
Résultat comparable par action	0,58 \$	0,63 \$	0,51 \$	0,52 \$
Données sur les actions				
Bénéfice net par action – de base et dilué	0,59 \$	0,68 \$	0,52 \$	0,63 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,46 \$	0,46 \$	0,46 \$	0,46 \$

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 le secteur des gazoducs, 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 faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des décisions en matière de réglementation.

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 paiements de capacité et des prix de capacité;
- 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 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 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.

Au quatrième trimestre de 2014, le résultat comparable excluait un gain de 8 millions de dollars après les impôts tiré de la vente de Gas Pacifico/INNERGY.

Au deuxième trimestre de 2014, le résultat comparable excluait un gain de 99 millions de dollars après les impôts tiré de la vente de Cancarb Limited et une perte de 32 millions de dollars après les impôts liée à la résiliation du contrat avec Niska Gas Storage.

Au deuxième trimestre de 2013, le résultat comparable ne comprenait pas un ajustement favorable de 25 millions de dollars au titre de l'impôt sur le bénéfice en raison de la mise en vigueur de certaines lois fédérales fiscales canadiennes liées à l'impôt de la Partie VI.I en juin 2013.

Au premier trimestre de 2013, le résultat comparable n'incluait pas le bénéfice net de 84 millions de dollars pour 2013 et découlant de la décision de 2013 de l'ONÉ rendue en 2012.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2014

Résultats consolidés

trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2014	2013
Gazoducs	621	498
Pipelines de liquides	230	160
Énergie	219	301
Siège social	(43)	(35)
Total du bénéfice sectoriel	1 027	924
Intérêts débiteurs	(323)	(240)
Intérêts créditeurs et autres	28	1
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	732	685
Charge d'impôts	(206)	(208)
Bénéfice net	526	477
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(43)	(38)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	483	439
Dividendes sur les actions privilégiées	(25)	(19)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	458	420
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,65 \$	0,59 \$

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est accru de 38 millions de dollars comparativement à la même période en 2013. Le bénéfice net comprenait un gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY de 8 millions de dollars après les impôts et les gains et les pertes non réalisés découlant de changements de certaines activités de gestion des risques. Excluant l'effet de ces éléments, le résultat comparable pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 a augmenté par rapport à la même période en 2013, comme indiqué ci-dessous dans la rubrique Résultat comparable.

Les postes traités ci-dessus ont été retranchés du résultat comparable pour les périodes pertinentes. Certains ajustements de la juste valeur non réalisée liés à certaines activités de gestion des risques sont également exclus du résultat comparable. Le solde du bénéfice net est l'équivalent du résultat comparable. 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

trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2014	2013
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	458	420
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Activités de gestion des risques ¹	61	(10)
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	(8)	-
Résultat comparable	511	410
Bénéfice net par action ordinaire	0,65 \$	0,59 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Activités de gestion des risques ¹	0,08	(0,01)
Gain à la vente de Gas Pacifico/ INNERGY	(0,01)	-
Résultat comparable par action	0,72 \$	0,58 \$

¹

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013
Installations énergétiques au Canada	(11)	(2)
Installations énergétiques aux États-Unis	(85)	36
Stockage de gaz naturel	9	(5)
Change	(12)	(9)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	38	(10)
Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	(61)	10

BAIIA comparable et BAll comparable selon le secteur

trimestre clos le 31 décembre 2014 (en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	884	288	385	(36)	1 521
Amortissement comparable	(272)	(58)	(79)	(7)	(416)
BAll comparable	612	230	306	(43)	1 105

trimestre clos le 31 décembre 2013 (en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	778	198	346	(31)	1 291
Amortissement comparable	(280)	(38)	(74)	(4)	(396)
BAll comparable	498	160	272	(35)	895

Résultat comparable

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2014 s'est accru de 101 millions de dollars (0,14 \$ par action) par rapport à la même période en 2013. Cette situation s'explique principalement par l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat supplémentaire découlant du prolongement du réseau d'oléoducs Keystone sur la côte du golfe;
- le résultat plus élevé provenant du réseau principal au Canada attribuable au relèvement des revenus incitatifs enregistrés au quatrième trimestre;
- le résultat plus élevé découlant du prolongement de Tamazunchale qui a été mis en service en 2014;
- le relèvement du résultat des installations énergétiques de l'Est attribuable à l'accroissement des produits contractuels de Bécancour et au résultat supplémentaire provenant des installations d'énergie solaire acquises en décembre 2013 et dans la seconde moitié de 2014;

- le résultat supérieur des installations énergétiques aux États-Unis dû à une hausse de la production, une augmentation des ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel, et l'incidence des prix supérieurs de l'électricité et de capacité réalisés;
- l'augmentation des intérêts débiteurs provenant d'émissions de titres d'emprunt et une baisse des intérêts capitalisés sur les projets mis en service.

Le raffermissement du dollar américain au cours du trimestre par rapport à la période correspondante en 2013 a eu un effet positif sur les résultats transposés de nos entreprises aux États-Unis; toutefois, cet effet a été annulé en grande partie par une hausse correspondante des intérêts débiteurs sur la dette libellée en dollars américains et par les pertes réalisées sur les opérations de couverture de change utilisées pour gérer notre exposition nette dans le cadre de notre programme de couverture.

Points saillants, selon le secteur

Gazoducs

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs s'est accru de 123 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la même période en 2013 et comprenait 9 millions de dollars de gains avant les impôts liés à la vente de Gas Pacifico/INNERGY en novembre 2014. Nous avons exclu ce montant de nos calculs du BAII comparable. Le solde du bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs est l'équivalent du BAII comparable et du BAIIA comparable.

L'amortissement comparable a diminué de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la même période en 2013, puisque les résultats au quatrième trimestre de 2013 comprenaient les incidences du règlement de NGTL pour 2013-2014 approuvé par l'ONÉ en novembre 2013. Ce règlement a augmenté l'amortissement pour 2013 et 2014. Cette diminution par rapport à 2013 a été partiellement contrebalancée par l'amortissement lié au prolongement de Tamazunchale pour la période en 2014.

Gazoducs au Canada

Le bénéfice net et le résultat comparable pour le réseau principal au Canada ont progressé de 39 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la même période en 2013 en raison du relèvement des revenus incitatifs enregistrés au quatrième trimestre, contre partiellement par l'augmentation des frais financiers dus aux expéditeurs sur le solde positif du CST. Le résultat comparable des deux exercices correspond à un RCA de 11,50 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %.

Le bénéfice net du réseau NGTL a diminué de 13 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 par rapport à la même période en 2013. Cette baisse est le résultat d'une hausse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration à risque aux termes du règlement de NGTL pour 2013-2014 approuvé par l'ONÉ en novembre 2013, contrée partiellement par une base d'investissement moyenne plus élevée en 2014. En outre, le résultat pour le trimestre clos le 31 décembre 2013 reflète les incidences du règlement de NGTL pour 2013-2014 qui prévoyait un taux de rendement de 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et des montants annuels fixes pour les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale a diminué de 35 millions de dollars US pendant le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la période correspondante en 2013, en raison :

- du résultat supérieur découlant du prolongement de Tamazunchale qui a été mis en service en 2014;
- de la hausse de produits tirés du transport dans le cas d'ANR et Great Lakes.

Le raffermissement du dollar américain a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations aux États-Unis et à l'étranger en dollars canadiens.

Pipelines de liquides

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a progressé de 70 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la même période en 2013 et est l'équivalent du BAII comparable qui ainsi que le BAIIA comparable sont présentés ci-dessous.

Le BAIIA comparable dans le cas du réseau d'oléoducs Keystone s'est accru de 94 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 par rapport à la même période en 2013. Cette augmentation est attribuable principalement :

- au résultat supérieur découlant du prolongement de l'oléoduc Keystone sur la côte du golfe, mis en service en janvier 2014;
- au raffermissement du dollar américain, qui a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

L'amortissement comparable a progressé de 20 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la même période en 2013, en raison de la mise en service du prolongement de l'oléoduc Keystone sur la côte du golfe.

Énergie

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie a diminué de 82 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la même période en 2013.

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie pour les trimestres clos les 31 décembre 2014 et 2013 comprenait 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 liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés, comme suit :

Activités de gestion des risques (en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 31 décembre	
	2014	2013
Installations énergétiques au Canada	(11)	(2)
Installations énergétiques aux États-Unis	(85)	36
Stockage de gaz naturel	9	(5)
Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	(87)	29

Les écarts trimestriels observés sur ces gains et pertes non réalisés reflètent l'incidence des changements sur les prix à terme pour le gaz naturel et l'électricité et le volume de notre position pour ces dérivés pour une certaine période. Ils ne reflètent pas fidèlement, toutefois, les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement ou l'effet compensateur des autres transactions de produits dérivés ou non dérivés qui composent notre entreprise en général. Par conséquent, nous estimons qu'ils ne font pas partie de nos activités sous-jacentes et nous les excluons de notre calcul du BAII comparable.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a progressé de 39 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la même période en 2013, un effet net :

- du relèvement du résultat des installations énergétiques de l'Est attribuable à l'accroissement des produits contractuels de Bécancour et au résultat supplémentaire provenant des installations d'énergie solaire acquises dans la seconde moitié de 2014;
- du résultat supérieur des installations énergétiques aux États-Unis dû à une hausse de la production, une augmentation des ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel, et de l'incidence des prix supérieurs de l'électricité et de capacité réalisés;
- du bénéfice moindre tiré du stockage de gaz naturel en raison de plus faibles écarts réalisés pour le stockage de gaz naturel et la baisse des volumes de ventes à des tiers.

Le raffermissement du dollar américain a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations aux États-Unis en dollars canadiens.

Le BAIIA comparable pour les installations énergétiques de l'Est a progressé de 20 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la même période en 2013 en raison de l'accroissement des produits contractuels de Bécancour et du résultat supplémentaire provenant des installations d'énergie solaire acquises en décembre 2013 et dans la seconde moitié de 2014.

La quote-part du bénéfice de Bruce A a augmenté de 30 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 par rapport à la même période en 2013. Cette augmentation est attribuable principalement à l'augmentation des niveaux de production et à une baisse des charges d'exploitation. Les résultats du quatrième trimestre de 2014 tiennent compte également de l'incidence d'un ajustement de la production réputée liée à un trimestre précédent.

La quote-part du bénéfice de Bruce B a diminué de 30 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 par rapport à la même période en 2013. Cette diminution est attribuable principalement à une baisse des volumes et à une augmentation des charges d'exploitation résultant de l'augmentation des jours d'arrêt d'exploitation prévus.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a progressé de 20 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 par rapport à la même période en 2013, en raison de l'incidence nette :

- de l'augmentation des marges et de la hausse des volumes de ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel;
- des prix supérieurs de capacité réalisés principalement dans la région de New York;
- d'une production accrue à nos installations hydroélectriques et de Ravenswood, contrée par la baisse des prix réalisés pour l'électricité dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre.

Le BAIIA comparable pour le stockage de gaz naturel et autre a diminué de 15 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la même période en 2013 principalement en raison de plus faibles écarts réalisés pour le stockage de gaz naturel et de la baisse des volumes de ventes à des tiers.

Glossaire

Unités de mesure

b/j	baril par jour
Gpi ³	milliard de pieds cubes
Gpi ³ /j	milliard de pieds cubes par jour
GWh	gigawattheure
KW-M	kilowatt par mois
Mpi ³ /j	million de pieds cubes par jour
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure

Termes généraux et termes liés à nos activités d'exploitation

base d'investissement	Comprend les actifs moyens annuels de la base tarifaire ainsi que les actifs en cours de construction.
base tarifaire	Notre investissement dans les actifs utilisés pour fournir des services de transport sur nos gazoducs.
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
centrale de cogénération diluant	Installation qui produit à la fois de l'électricité et de la chaleur utile. Agent fluidifiant fait de composés organiques qui sert à diluer le bitume afin d'en faciliter le transport par pipeline.
EEA	Exploitation, entretien et administration
force majeure	Circonstances imprévisibles qui empêchent une partie à un contrat de s'acquitter de ses obligations.
fractionnement hydraulique	Méthode d'extraction du gaz naturel des gisements de gaz de schiste.
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
PJM Interconnection (« PJM »)	Organisation de transport régionale qui coordonne le mouvement de l'électricité dans le secteur de gros dans la totalité ou une partie de 13 États et du District de Columbia.
Proposition de restructuration au Canada	Proposition relative à la modification de la structure commerciale et des modalités de service du réseau principal au Canada ainsi que la demande visant l'établissement des droits définitifs pour 2012 et 2013.
SSE	Santé, sécurité et environnement
TRG	Tarif de rachat garanti
triangle de l'Est	Tronçon du réseau principal au Canada compris entre North Bay, Toronto et Montréal.

Termes comptables

ASU	Accounting Standards Update
BAIL	Bénéfice avant les intérêts et les impôts
BAlIA	Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement
CATR	Comptabilité des activités à tarifs réglementés
FASB	Financial Accounting Standards Board (États-Unis)
OMHSI	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations
PCGR	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis
RCA	Taux de rendement du capital-actions ordinaire
RRD	Régime de réinvestissement des dividendes

Organismes gouvernementaux et de réglementation

AIE	Agence internationale de l'énergie
CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CRE	Comisión Reguladora de Energia (commission de réglementation de l'énergie du Mexique)
EPA	Environmental Protection Agency des États-Unis
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (commission fédérale de réglementation de l'énergie des États-Unis)
ICQF	Initiative de consultation relative aux questions foncières (Canada)
ISO	Independent System Operator (exploitant de réseau indépendant des États-Unis)
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario (Canada)
ONÉ	Office national de l'énergie (Canada)
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative (initiative régionale relative aux gaz à effet de serre [Nord-Est des États-Unis])
SEC	U.S. Securities and Exchange Commission des États-Unis
SIERE	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité.