
Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Les états financiers consolidés et le rapport de gestion qui figurent dans le présent rapport annuel sont la responsabilité de la direction de TransCanada PipeLines Limited (« TCPL » ou la « société ») et ils ont été approuvés par le conseil d'administration de la société. Ces états financiers consolidés ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR ») et comprennent des montants qui se fondent sur des estimations et des jugements. Le rapport de gestion se fonde sur les résultats financiers de la société. Le rapport de gestion, qui compare la performance financière et le rendement opérationnel de la société pour les exercices 2014 et 2013 et met en évidence les changements importants survenus entre 2013 et 2012, doit être lu à la lumière des états financiers consolidés et des notes y afférentes. L'information financière contenue dans d'autres parties du présent rapport annuel concorde avec les données figurant dans les états financiers consolidés.

Il incombe à la direction de définir et de maintenir en place des contrôles internes appropriés à l'égard de l'information financière de la société. Pour s'acquitter de sa responsabilité, la direction a conçu et maintient un système de contrôle interne à l'égard de l'information financière comprenant un programme d'audits internes. La direction est d'avis que ces contrôles fournissent l'assurance raisonnable que les livres et registres financiers sont fiables et constituent une base appropriée en vue de l'établissement des états financiers. Dans le cadre du système de contrôle interne à l'égard de l'information financière, la direction communique aux employés les principes directeurs de la société en matière d'éthique.

Sous la supervision et avec la participation du président et chef de la direction ainsi que du chef des finances, la direction a réalisé une évaluation de l'efficacité de son contrôle interne, à l'égard de l'information financière, en fonction du cadre établi dans le rapport « Internal Control – Integrated Framework (2013) » publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. À la suite de son évaluation, la direction a conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace au 31 décembre 2014 et qu'il fournit une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de la publication de l'information financière.

Il incombe au conseil d'administration de voir et d'approuver les états financiers et le rapport de gestion et de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et du contrôle interne. Le conseil d'administration s'acquitte de ces responsabilités principalement par l'entremise du comité d'audit composé d'administrateurs indépendants et qui ne sont pas des dirigeants de la société. Au cours d'un exercice, le comité d'audit rencontre la direction au moins cinq fois ainsi que les auditeurs internes et les auditeurs externes, séparément ou en groupe, pour examiner toute question importante concernant la comptabilité, le contrôle interne et l'audit conformément aux modalités de la charte du comité d'audit définie dans la notice annuelle. Il incombe au comité d'audit de superviser la façon dont la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et d'examiner le rapport annuel, y compris les états financiers consolidés et le rapport de gestion avant que ces documents ne soient soumis à l'approbation du conseil d'administration. Les auditeurs internes et les auditeurs externes indépendants peuvent communiquer avec le comité d'audit sans devoir obtenir l'autorisation préalable de la direction.

Le comité d'audit approuve les modalités de la mission des auditeurs externes indépendants et il revoit le plan d'audit annuel, le rapport des auditeurs et les résultats de l'audit. Il recommande en outre au conseil d'administration le cabinet d'auditeurs externes dont la nomination sera soumise à l'actionnaire.

L'actionnaire a nommé KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l., auditeurs externes indépendants, afin qu'ils expriment une opinion quant à la question de savoir si les états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société, des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés selon les PCGR. Le rapport de KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l. fait état de l'étendue de leur audit et renferme leur opinion sur les états financiers consolidés.



Russell K. Girling
Président et
chef de la direction

Le 12 février 2015



Donald R. Marchand
Vice-président directeur et
chef des finances

Rapport des auditeurs indépendants

À L'ACTIONNAIRE DE TRANSCANADA PIPELINES LIMITED

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de TransCanada PipeLines Limited, qui comprennent les bilans consolidés au 31 décembre 2014 et au 31 décembre 2013, les états consolidés des résultats, des flux de trésorerie, du résultat étendu et des capitaux propres de chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2014, ainsi que les notes, qui comprennent un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION POUR LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

RESPONSABILITÉ DES AUDITEURS

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève de notre jugement, et notamment de notre évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, nous prenons en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés, afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances mais non aux fins d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

OPINION

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière consolidée de TransCanada PipeLines Limited au 31 décembre 2014 et au 31 décembre 2013, ainsi que de ses résultats d'exploitation consolidés et de ses flux de trésorerie consolidés pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2014 conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

KPMG s.r.l. / S.E.N.C.R.L.

Comptables agréés
Calgary, Canada

Le 12 février 2015

État consolidé des résultats

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2012
Produits			
Gazoducs	4 913	4 497	4 264
Pipelines de liquides	1 547	1 124	1 039
Énergie	3 725	3 176	2 704
	10 185	8 797	8 007
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8)	522	597	257
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	2 973	2 674	2 577
Achats de produits de base revendus	1 836	1 317	1 049
Impôts fonciers	473	445	434
Amortissement	1 611	1 485	1 375
	6 893	5 921	5 435
Gain à la vente d'actifs (note 25)	117	–	–
Charges financières (produits financiers)			
Intérêts débiteurs (note 15)	1 235	1 046	1 037
Intérêts créditeurs et autres	(128)	(72)	(125)
	1 107	974	912
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	2 824	2 499	1 917
Charge d'impôts (note 16)			
Exigibles	146	43	185
Reportés	684	562	276
	830	605	461
Bénéfice net	1 994	1 894	1 456
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle (note 18)	151	105	96
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 843	1 789	1 360
Dividendes sur les actions privilégiées (note 20)	2	20	22
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 841	1 769	1 338

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

État consolidé du résultat étendu

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2012
Bénéfice net	1 994	1 894	1 456
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice			
Gains et pertes de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers	517	383	(129)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(276)	(239)	44
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(69)	71	48
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(55)	41	138
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(102)	67	(73)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	18	23	22
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(204)	234	(70)
Autres éléments du résultat étendu (note 21)	(171)	580	(20)
Résultat étendu	1 823	2 474	1 436
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	281	171	75
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	1 542	2 303	1 361
Dividendes sur les actions privilégiées	2	20	22
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	1 540	2 283	1 339

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

État consolidé des flux de trésorerie

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2012
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net	1 994	1 894	1 456
Amortissement	1 611	1 485	1 375
Impôts reportés (note 16)	684	562	276
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8)	(522)	(597)	(257)
Bénéfices répartis provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8)	579	605	376
Charges liées aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite de la capitalisation (note 22)	37	50	9
Gain à la vente d'actifs (note 25)	(117)	–	–
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction (note 9)	(95)	(19)	(15)
Pertes non réalisées (gains non réalisés) sur les instruments financiers	74	(35)	22
Autres	22	32	17
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 24)	(189)	(334)	287
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	4 078	3 643	3 546
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations (note 4)	(3 550)	(4 264)	(2 595)
Projets d'investissement en cours d'aménagement (note 4)	(807)	(488)	(3)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(256)	(163)	(652)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 25)	(241)	(216)	(214)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction (note 25)	196	–	–
Montants reportés et autres	514	11	208
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(4 144)	(5 120)	(3 256)
Activités de financement			
Dividendes sur les actions ordinaires (note 19)	(1 345)	(1 286)	(1 226)
Dividendes sur les actions privilégiées (note 20)	(4)	(22)	(22)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(174)	(146)	(113)
Avances aux sociétés affiliées, montant net	(694)	(297)	(235)
Billéts à payer émis (remboursés), montant net	544	(492)	449
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)
Actions ordinaires émises	1 115	899	269
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	79	384	–
Rachat d'actions privilégiées (note 20)	(200)	(200)	–
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(345)	1 807	(367)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	–	28	(15)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(411)	358	(92)
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Au début de l'exercice	895	537	629
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
À la fin de l'exercice	484	895	537

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Bilan consolidé

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	484	895
Débiteurs	1 372	1 165
Montant à recevoir de sociétés affiliées (note 27)	2 842	2 721
Stocks	292	251
Autres (note 5)	1 445	845
	6 435	5 877
Immobilisations corporelles (note 7)	41 774	37 606
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8)	5 598	5 759
Actifs réglementaires (note 9)	1 297	1 735
Écart d'acquisition (note 10)	4 034	3 696
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	2 700	1 953
	61 838	56 626
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer (note 12)	2 467	1 842
Créditeurs et autres (note 13)	2 895	2 141
Montant à payer à des sociétés affiliées (note 27)	866	1 439
Intérêts courus	425	389
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 15)	1 797	973
	8 450	6 784
Passifs réglementaires (note 9)	263	229
Autres passifs à long terme (note 14)	1 052	656
Passifs d'impôts reportés (note 16)	5 275	4 564
Dette à long terme (note 15)	22 960	21 892
Billets subordonnés de rang inférieur (note 17)	1 160	1 063
	39 160	35 188
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale (note 19)	16 320	15 205
Émises et en circulation : 31 décembre 2014 – 779 millions d'actions 31 décembre 2013 – 757 millions d'actions		
Actions privilégiées (note 20)	–	194
Surplus d'apport	404	431
Bénéfices non répartis	5 606	5 125
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 21)	(1 235)	(934)
	21 095	20 021
Participations assurant le contrôle	1 583	1 417
Participations sans contrôle (note 18)		
	22 678	21 438
	61 838	56 626

Engagements, éventualités et garanties (note 26)

Événements postérieurs à la date du bilan (note 28)

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Au nom du conseil d'administration,



Russell K. Girling
Administrateur



Kevin E. Benson
Administrateur

État consolidé des capitaux propres

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2012
Actions ordinaires			
Solde au début de l'exercice	15 205	14 306	14 037
Produit de l'émission d'actions (note 19)	1 115	899	269
Solde à la fin de l'exercice	16 320	15 205	14 306
Actions privilégiées			
Solde au début de l'exercice	194	389	389
Rachat d'actions privilégiées	(194)	(195)	–
Solde à la fin de l'exercice	–	194	389
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	431	400	394
Incidence de dilution des parts de TC PipeLines, LP émises (note 25)	9	29	–
Rachat d'actions privilégiées	(6)	(5)	–
Incidence du transfert des actifs à TC PipeLines, LP (note 25)	(37)	–	–
Autres	7	7	6
Solde à la fin de l'exercice	404	431	400
Bénéfices non répartis			
Solde au début de l'exercice	5 125	4 657	4 561
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 843	1 789	1 360
Dividendes sur les actions ordinaires	(1 360)	(1 301)	(1 242)
Dividendes sur les actions privilégiées	(2)	(20)	(22)
Solde à la fin de l'exercice	5 606	5 125	4 657
Cumul des autres éléments du résultat étendu			
Solde au début de l'exercice	(934)	(1 448)	(1 449)
Autres éléments du résultat étendu	(301)	514	1
Solde à la fin de l'exercice	(1 235)	(934)	(1 448)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	21 095	20 021	18 304
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle			
Solde au début de l'exercice	1 417	1 036	1 076
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle			
TC PipeLines, LP	136	93	91
Portland	15	12	5
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	130	66	(21)
Émission de parts de TC PipeLines, LP			
Produit, déduction faite des frais d'émission	79	384	–
Diminution de la participation de TCPL dans TC PipeLines, LP	(14)	(47)	–
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(180)	(146)	(113)
Change et autres	–	19	(2)
Solde à la fin de l'exercice	1 583	1 417	1 036
Total des capitaux propres	22 678	21 438	19 340

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

1. DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ DE TCPL

TransCanada PipeLines Limited (« TCPL » ou la « société ») est l'une des plus importantes sociétés d'infrastructures énergétiques d'Amérique du Nord qui exerce ses activités dans trois secteurs, les gazoducs, les pipelines de liquides et l'énergie, chacune de ces entreprises proposant des produits et des services différents. La société est une filiale en propriété exclusive de TransCanada Corporation (« TransCanada »).

Gazoducs

Le secteur des gazoducs est principalement constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 68 000 km (42 000 milles) et d'installations de stockage de gaz naturel réglementées de 400 Gpi³. Ces actifs se situent au Canada, aux États-Unis et au Mexique.

Pipelines de liquides

Le secteur des pipelines de liquides consiste en des réseaux d'oléoducs détenus en propriété exclusive d'une longueur de 4 250 km (2 600 milles) qui relient les approvisionnements de pétrole brut de l'Alberta et des États-Unis aux marchés du raffinage américains en Illinois, en Oklahoma et au Texas.

Énergie

Le secteur de l'énergie est principalement constitué des participations de la société dans 19 centrales électriques et de deux installations de stockage de gaz naturel non réglementées. Elles comprennent des installations en Alberta, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick au Canada ainsi que des installations dans l'État de New York, en Nouvelle-Angleterre et en Arizona aux États-Unis.

2. CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers consolidés de la société ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR »). Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Règles de présentation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de TCPL et de ses filiales. La société consolide sa participation dans des entités sur lesquelles elle peut exercer un contrôle. Dans la mesure où il existe des participations détenues par d'autres parties, les participations des autres parties sont incluses dans les participations sans contrôle. TCPL suit la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser les coentreprises sur lesquelles la société peut exercer un contrôle conjoint et les participations dans des sociétés sur lesquelles elle est en mesure d'exercer une influence notable. TCPL constate sa quote-part des participations indivises dans certains actifs. Certains chiffres de l'exercice précédent ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude.

Recours à des estimations et jugements

Pour dresser les états financiers, TCPL doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. Les estimations et

hypothèses importantes intervenant dans la préparation des états financiers consolidés comprennent notamment :

- les valeurs comptables et les taux d'amortissement des immobilisations corporelles (note 7);
- la valeur comptable des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8);
- la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires (note 9);
- la valeur comptable de l'écart d'acquisition (note 10);
- les taux d'amortissement et les valeurs comptables des actifs incorporels (note 11);
- la valeur comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 14);
- les provisions pour les impôts sur le bénéfice (note 16);
- les hypothèses servant à évaluer les obligations au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite (note 22);
- la juste valeur des instruments financiers (note 23);
- la provision au titre des engagements, éventualités et garanties (note 26).

Les résultats réels pourraient afficher des différences par rapport à ces estimations.

Réglementation

Au Canada, les gazoducs et les pipelines de liquides réglementés relèvent de la compétence de l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») du Canada. Les gazoducs, les pipelines de liquides et les actifs de stockage de gaz naturel réglementés aux États-Unis sont assujettis à l'autorité de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis. Au Mexique, les gazoducs sont assujettis à l'autorité de la Commission de réglementation de l'énergie du Mexique (« CRE »). La réglementation s'applique aux activités de transport de gaz naturel de la société au Canada, aux États-Unis et au Mexique en ce qui a trait à la construction, à l'exploitation et à la détermination des droits. Les normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés (« CATR ») peuvent influencer sur le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges des entreprises à tarifs réglementés de TCPL, qui peut différer de celui qui est préconisé pour les entreprises dont les tarifs ne sont pas réglementés afin de traduire adéquatement l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits. Les entreprises de TCPL qui appliquent actuellement la CATR comprennent les gazoducs canadiens, américains et mexicains, les installations de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis et certains de nos projets de pipelines de liquides. La CATR ne s'applique pas au réseau d'oléoducs Keystone et, par conséquent, les décisions des organismes de réglementation au sujet de l'exploitation et de la tarification de ce réseau n'ont généralement aucune incidence sur le moment de la constatation des produits et des charges.

Constatation des produits

Gazoducs et pipelines de liquides

Les produits des secteurs des gazoducs et des pipelines de liquides de la société, exception faite des gazoducs au Canada qui sont assujettis à la CATR, sont générés en fonction de la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels et des volumes de gaz naturel ou de pétrole brut transportés. Les produits tirés des ententes de capacité contractuelle sont constatés de façon proportionnelle sur la période contractuelle sans égard aux volumes de gaz naturel ou de pétrole brut transportés. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où les livraisons de gaz naturel ou de pétrole brut sont effectuées. Les gazoducs aux États-Unis sont assujettis à la réglementation de la FERC et, par conséquent, les produits qui en sont tirés peuvent faire l'objet d'un remboursement aux termes d'une instance tarifaire. Des provisions sont constatées pour ces remboursements éventuels lorsque l'organisme de réglementation fait connaître sa décision.

Les produits des gazoducs au Canada qui sont assujettis à la CATR sont constatés conformément aux décisions de l'ONÉ. Les tarifs s'appliquant aux gazoducs de la société au Canada sont fondés sur les besoins en produits conçus pour assurer le recouvrement des coûts de transport de gaz naturel, y compris un remboursement du capital et un rendement du capital selon les modalités approuvées par l'ONÉ. Les gazoducs de la société au

Canada ne sont pas touchés par les risques liés aux variations des produits et de la plupart des coûts. Ces variations font généralement l'objet d'un report et elles sont récupérées ou remboursées dans les droits futurs. Les gazoducs de la société au Canada sont périodiquement assujettis aux mécanismes incitatifs négociés avec les expéditeurs et approuvés par l'ONÉ. Aux termes de ces mécanismes, la société peut constater des produits d'un montant supérieur ou inférieur au montant requis pour recouvrer les coûts au titre des incitatifs. Les produits découlant de la capacité garantie sous contrat sont constatés de façon proportionnelle sur la durée des contrats. Dans le cas du service interruptible ou volumétrique, les produits sont constatés au moment où la livraison est effectuée. Les produits constatés avant que l'ONÉ ne rende une décision tarifaire pour la période visée tiennent compte des hypothèses approuvées les plus récentes de l'ONÉ au sujet du taux de rendement du capital-actions ordinaire (« RCA »). Les ajustements aux produits sont constatés lorsque l'ONÉ fait connaître sa décision.

Les produits tirés des services de stockage de gaz naturel réglementés de la société sont constatés de façon proportionnelle sur la durée des contrats pour la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels sans égard aux volumes de gaz naturel stockés et au moment de l'injection ou du retrait du gaz dans le cas des services interruptibles ou volumétriques. La société ne prend pas possession du gaz ou du pétrole qu'elle transporte ou qu'elle stocke pour des tiers.

Énergie

Électricité

Les produits de l'entreprise d'énergie de la société découlent principalement de la vente d'électricité et de la vente de gaz combustible inutilisé, et ils sont constatés lorsque la livraison a lieu. Les produits tiennent compte également des paiements de capacité et des services complémentaires ainsi que des gains et des pertes résultant du recours à des contrats dérivés sur marchandises. La comptabilité des contrats faisant l'objet d'instruments dérivés est décrite sous la rubrique « Instruments dérivés et opérations de couverture » de la présente note.

Stockage de gaz naturel

Les produits tirés des services de stockage de gaz naturel non assujettis à la réglementation qui sont offerts sont constatés conformément aux modalités des contrats de stockage de gaz naturel, généralement sur la durée des contrats. Les produits tirés de la vente de gaz naturel exclusif sont constatés pendant le mois au cours duquel la livraison a lieu. Les contrats dérivés conclus pour l'achat ou la vente de gaz naturel sont constatés à la juste valeur et les variations de la juste valeur sont constatées dans les produits.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société, soit la trésorerie et les placements à court terme très liquides dont l'échéance initiale est de trois mois ou moins, sont inscrits au coût, qui se rapproche de la juste valeur.

Stocks

Les stocks, qui se composent principalement de matières et de fournitures, y compris les pièces de rechange, le combustible et les stocks de gaz naturel, sont constatés au coût moyen pondéré ou à la valeur du marché, selon le moins élevé des deux montants.

Immobilisations corporelles

Gazoducs

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur des gazoducs sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les pipelines et les postes de compression sont amortis à des taux annuels variant de 1 % à 6 %; des taux divers fondés sur le reste de leur durée de vie utile s'appliquent aux postes de comptage et aux autres immobilisations. Le coût des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur leur durée d'utilisation estimative. Le coût des gazoducs réglementés comprend une provision pour

les fonds utilisés pendant la construction incluant une composante dette et une composante capitaux propres en fonction du taux de rendement de la base tarifaire autorisée par les organismes de réglementation. La provision pour les fonds utilisés pendant la construction est constatée en tant qu'augmentation du coût des actifs dans les immobilisations corporelles et la composante capitaux propres de cette provision est une dépense hors trésorerie et un crédit correspondant est constaté dans les intérêts créditeurs et autres. Dans le cas des gazoducs non réglementés, les intérêts sont capitalisés pendant la construction.

Lorsque des gazoducs réglementés mettent des immobilisations corporelles hors service, le coût initialement comptabilisé est retranché du montant brut des installations et porté en réduction de l'amortissement cumulé. Les coûts engagés pour mettre une installation hors service, déduction faite des produits découlant des biens récupérés, s'il en est, sont eux aussi constatés dans l'amortissement cumulé.

Pipelines de liquides

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur des pipelines de liquides sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les pipelines et les postes de compression sont amortis à des taux annuels se situant entre 2 % et 2,5 %; des taux divers s'appliquent aux autres immobilisations et au matériel. Le coût de ces actifs comprend les intérêts capitalisés pendant la construction pour les pipelines de liquides non réglementés et la provision pour les fonds utilisés pendant la construction pour les pipelines réglementés. Lorsque des pipelines de liquides mettent des immobilisations hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe sont sortis du bilan et les gains ou les pertes sont constatés dans les résultats.

Énergie

L'équipement et les structures des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel sont comptabilisés au coût et, lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés, ils sont amortis en fonction des composantes principales selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée d'utilisation estimative et à des taux annuels moyens variant de 2 % à 20 %. Le reste du matériel est amorti à divers taux. Le coût des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur leur durée d'utilisation estimative. Les intérêts sont capitalisés dans le cas des installations en construction. Lorsque ces immobilisations sont mises hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe sont sortis du bilan et les gains ou les pertes sont constatés dans les résultats.

Siège social

Les immobilisations corporelles ayant trait au secteur du siège social sont comptabilisées au coût et sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée de vie utile estimative et à des taux annuels moyens variant de 3 % à 20 %.

Perte de valeur des actifs à long terme

La société passe en revue ses actifs à long terme, notamment ses immobilisations et ses actifs incorporels, pour déterminer s'il y a perte de valeur lorsque des événements ou circonstances indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être récupérable. Si le total des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs est inférieur à la valeur comptable des actifs, une perte de valeur est constatée pour l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur des actifs.

Acquisitions et écart d'acquisition

La société comptabilise les acquisitions d'entreprises selon la méthode de l'acquisition et, par conséquent, les actifs et les passifs des entités acquises sont principalement évalués à leur juste valeur estimative à la date d'acquisition. L'écart d'acquisition n'est pas amorti, mais il est évalué annuellement afin de déterminer s'il y a baisse de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur d'un actif. L'évaluation annuelle pour déterminer s'il y a baisse de valeur est effectuée pour les unités d'exploitation, soit le niveau inférieur aux secteurs d'exploitation de la société. La société évalue d'abord les facteurs qualitatifs pour déterminer si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur quant à l'écart d'acquisition. Si la société conclut qu'il est plus probable

qu'il est improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit supérieure à sa valeur comptable, la première étape du test de dépréciation en deux étapes est réalisée en comparant la juste valeur de l'unité d'exploitation à sa valeur comptable, qui comprend l'écart d'acquisition. Si la juste valeur est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est indiquée et la deuxième étape de l'évaluation est réalisée afin de déterminer le montant de cette perte de valeur. Dans la deuxième étape, la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition est calculée en déduisant les montants constatés pour tous les actifs nets corporels et incorporels de l'unité d'exploitation de la juste valeur déterminée à la première étape de l'évaluation. Si la valeur comptable de l'écart d'acquisition est supérieure à la juste valeur implicite calculée de l'écart d'acquisition, une charge au titre de la perte de valeur d'un montant égal à cet écart est alors constatée.

Conventions d'achat d'électricité

Une CAE est un contrat à long terme d'achat ou de vente d'électricité en fonction de modalités établies d'avance. La presque totalité des CAE aux termes desquelles TCPL achète de l'électricité sont comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation. Les paiements initiaux pour ces CAE ont été constatés dans les actifs incorporels et autres actifs et amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée des contrats, qui viennent à échéance en 2017 et 2020. Une partie de ces CAE a été sous-louée à des tiers en fonction de modalités semblables. Les CAE sous-louées sont comptabilisées à titre de contrats de location-exploitation et TCPL constate les marges réalisées sur ces dernières en tant que composante des produits d'exploitation.

Impôts sur le bénéfice

La société applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur le bénéfice. Cette méthode exige la constatation des actifs et des passifs d'impôts reportés au titre des incidences fiscales futures des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs existants, dans les états financiers, et leur valeur fiscale respective. Les actifs et les passifs d'impôts reportés sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur à la date du bilan qui sont censés s'appliquer aux bénéfices imposables des exercices au cours desquels les écarts temporaires devraient s'inverser ou être réglés. Les variations de ces soldes sont imputées aux résultats de l'exercice au cours duquel elles surviennent, sauf pour ce qui est des variations des soldes liés au réseau principal au Canada, au réseau de NGTL et à Foothills, qui sont reportées jusqu'à ce qu'elles soient remboursées ou récupérées par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'ONÉ.

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers, la société ne constitue pas de provision pour les impôts canadiens, puisqu'elle n'entend pas rapatrier ces bénéfices dans un avenir prévisible.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La société constate la juste valeur du passif associé à des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (« OMHSI »), en présence d'une obligation légale, dans l'exercice au cours duquel naît cette obligation, s'il est possible de faire une estimation raisonnable de la juste valeur. La juste valeur est ajoutée à la valeur comptable de l'actif correspondant. Le passif est désactualisé au moyen d'imputations aux charges d'exploitation.

Les OMHSI constatées visent les installations non réglementées de stockage de gaz naturel et certaines centrales électriques. Puisqu'il n'est pas possible de déterminer l'envergure et le calendrier de mise hors service d'immobilisations liées aux gazoducs, aux pipelines de liquides et aux centrales hydroélectriques, la société n'a constaté aucun montant relativement à la mise hors service de ces immobilisations, exception faite de certaines installations abandonnées.

Passif environnemental

La société comptabilise en tant que passif non actualisé les travaux de restauration de l'environnement qui auront vraisemblablement lieu et pour lesquels on peut faire une estimation raisonnable des coûts. Les estimations, y compris les frais juridiques connexes, sont fondées sur l'information disponible à l'aide de la technologie actuelle ainsi que sur des lois et règlements adoptés. Les estimations sont sujettes à des révisions dans des périodes futures en fonction des coûts effectivement engagés ou de l'évolution des circonstances.

Les montants que la société s'attend à recouvrer auprès de tierces parties, y compris les assureurs, sont constatés en tant qu'actif distinct du passif connexe.

Les droits ou crédits d'émissions achetés à des fins de conformité sont constatés au bilan au coût historique et passés en charges lorsqu'ils sont utilisés. Les coûts de conformité sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. La société n'attribue aucune valeur à des fins comptables aux droits accordés à TCPL ou générés par la société. Au besoin, TCPL comptabilise au bilan un passif lié aux émissions au moment de la production ou de la vente d'énergie au moyen de la meilleure estimation du montant requis pour régler l'opération. Les droits et les crédits qui ne sont pas utilisés à des fins de conformité sont vendus et les gains ou pertes en découlant sont constatés dans les produits.

Options sur actions et autres programmes de rémunération

Le régime d'options sur actions permet d'attribuer à certains employés, notamment des dirigeants, des options leur conférant le droit d'acquérir des actions ordinaires de TransCanada. Les options sur actions attribuées sont constatées selon la méthode de comptabilisation à la juste valeur. Selon cette méthode, la charge de rémunération est évaluée à la date d'attribution en fonction de la juste valeur calculée selon un modèle binomial et elle est constatée selon la méthode de l'amortissement linéaire sur le reste de la période d'acquisition, avec un montant équivalent imputé au surplus d'apport.

La société offre aux employés des régimes d'encouragement de durée moyenne, aux termes desquels des paiements sont versés aux employés admissibles. Les charges liées à ces régimes d'encouragement sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Aux termes de ces régimes, les avantages deviennent acquis lorsque certaines conditions sont respectées, notamment l'emploi continu de l'employé durant une période déterminée et la réalisation de certains objectifs de rendement précis pour la société.

Avantages postérieurs au départ à la retraite

La société offre à ses employés des régimes de retraite à prestations déterminées (« régimes PD »), des régimes à cotisations déterminées (« régimes CD »), un régime d'épargne et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite. Les cotisations versées par la société aux régimes CD et au régime d'épargne sont passées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont engagées. Le coût des prestations que les employés reçoivent dans le cadre des régimes PD et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite est établi par calculs actuariels suivant la méthode de répartition au prorata des services et suivant les estimations les meilleures faites par la direction relativement au rendement prévu des placements des régimes de retraite, à la progression des salaires, à l'âge de départ à la retraite des employés et aux coûts prévus des soins de santé.

Les actifs des régimes PD sont évalués à leur juste valeur le 31 décembre chaque année. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes PD est déterminé au moyen de valeurs liées au marché en fonction de la valeur d'une moyenne mobile sur cinq ans pour tous les actifs des régimes PD. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés. Les ajustements découlant des modifications apportées aux régimes sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs à la date de la modification. La société constate dans son bilan le montant de surcapitalisation ou le déficit de capitalisation de ses régimes PD, respectivement en tant qu'actif ou que passif et comptabilise les variations de la situation de capitalisation dans l'exercice au cours duquel elles surviennent par voie des autres éléments du résultat étendu. Les gains actuariels nets ou les pertes actuarielles nettes qui excèdent 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes PD, selon le plus élevé des deux montants, le cas échéant, sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages donne lieu à une compression et à un règlement, la compression est comptabilisée avant le règlement.

Pour certaines activités réglementées, les montants des avantages postérieurs au départ à la retraite peuvent être recouverts par le truchement de la tarification au fur et à mesure de la capitalisation des avantages. La société comptabilise les gains ou les pertes non constatés ou les variations des hypothèses actuarielles liées à

ces régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite en tant qu'actifs ou que passifs réglementaires. Les actifs ou passifs réglementaires sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité prévue des employés actifs.

Opérations en devises et conversion des comptes libellés en monnaie étrangère

Les opérations en devises sont les opérations libellées dans une devise autre que la devise de l'environnement économique principal dans lequel la société ou une filiale comptable exerce ses activités, soit la monnaie de fonctionnement. Les opérations libellées en monnaie étrangère sont converties dans la monnaie de fonctionnement au moyen du taux de change en vigueur à la date de l'opération. Les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis dans la monnaie de fonctionnement au taux de change en vigueur à la date du bilan, alors que les actifs et les passifs non monétaires sont convertis au taux de change historique en vigueur à la date de l'opération. Les gains ou les pertes de change sur les actifs et les passifs monétaires sont constatés dans les résultats, exception faite des gains et des pertes de change liés au capital de la dette libellée en monnaie étrangère se rapportant aux gazoducs canadiens réglementés, qui sont reportés jusqu'à ce qu'ils soient remboursés ou récupérés par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'ONÉ.

Les gains et les pertes découlant de la conversion de la monnaie de fonctionnement d'établissements étrangers au dollar canadien, monnaie de présentation de la société, sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu. Les actifs et les passifs sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice, alors que les produits, les charges, les gains et les pertes sont convertis aux taux de change en vigueur au moment de l'opération. La dette libellée en dollars US de la société a été désignée en tant que couverture de l'investissement net dans les établissements étrangers et, par conséquent, les gains et les pertes de change non réalisés sur les titres d'emprunt libellés en dollars US sont également inclus dans les autres éléments du résultat étendu.

Instruments dérivés et opérations de couverture

Tous les instruments dérivés sont constatés au bilan à leur juste valeur, sauf s'ils sont admissibles à l'exemption relative aux achats ou aux ventes dans le cours normal et s'ils sont désignés à cette fin ou encore s'ils sont considérés comme satisfaisant à d'autres exemptions permises.

La société a recours à la comptabilité de couverture pour les contrats qui y sont admissibles et qui sont désignés pour la comptabilité de couverture, ce qui comprend les couvertures de la juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures du risque de change lié à des investissements nets dans des établissements étrangers. La comptabilité de couverture est abandonnée prospectivement si la relation de couverture n'est plus efficace ou lorsque les éléments couverts cessent d'exister puisqu'ils viennent à échéance ou expirent, lorsqu'ils prennent fin, sont annulés ou encore sont exercés.

Dans le cas d'une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est ajustée pour tenir compte des variations de la juste valeur attribuables au risque couvert, qui sont constatées dans le bénéfice net. En présence d'une relation de couverture efficace, les variations de la juste valeur de l'élément couvert sont annulées par les variations de la juste valeur de l'élément de couverture, qui sont elles aussi constatées dans le bénéfice net. Les variations de la juste valeur des couvertures des taux de change et des taux d'intérêt sont constatées respectivement dans les intérêts créditeurs et autres et dans les intérêts débiteurs. Si la comptabilité de couverture est abandonnée, la valeur comptable de l'élément couvert cesse d'être ajustée et les ajustements de la juste valeur cumulatifs appliqués à la valeur comptable de l'élément couvert sont amortis par imputation au bénéfice net sur la durée restante de la relation de couverture initiale.

Dans le cas d'une relation de couverture de flux de trésorerie, la tranche efficace des variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme des couvertures est initialement inscrite dans les autres éléments du résultat étendu, tandis que toute tranche inefficace est constatée dans le bénéfice net, sous la même rubrique des états financiers que l'est l'opération sous-jacente. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants antérieurement constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu

sont reclassés, selon le cas, dans les produits, les intérêts débiteurs ou les intérêts créditeurs et autres pour les périodes pendant lesquelles la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert a une incidence sur le bénéfice net ou lorsque l'élément couvert initial est réglé. Les gains et les pertes sur les instruments dérivés sont immédiatement reclassés des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net lorsque l'élément couvert est vendu, lorsqu'il prend fin par anticipation ou lorsqu'il devient probable que l'opération prévue ne se produira pas.

Dans le cas de la couverture du taux de change d'un investissement net dans un établissement étranger, la partie efficace des gains et des pertes de change sur les instruments de couverture est constatée dans les autres éléments du résultat étendu, et la partie inefficace est constatée dans le bénéfice net. Les montants antérieurement inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le bénéfice net si la société réduit son investissement net dans un établissement étranger.

Dans certains cas, les instruments dérivés ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Le cas échéant, les variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle surviennent les variations.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux instruments dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes découlant des variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris ceux qui sont admissibles à la comptabilité de couverture, peuvent être recouvrés au moyen des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires, ils sont remboursés aux contribuables ou recouvrés auprès d'eux au cours d'exercices subséquents au moment du règlement des instruments dérivés.

Les instruments dérivés intégrés dans d'autres instruments financiers ou contrats (« contrat hôte ») sont traités en tant qu'instruments dérivés distincts et ils sont évalués à la juste valeur si leurs caractéristiques économiques ne sont pas clairement et étroitement liées à celles du contrat hôte, si leurs modalités sont les mêmes que celles d'un instrument dérivé autonome et si le contrat total n'est ni détenu à des fins de transaction ni comptabilisé à la juste valeur. Lorsque les variations de la juste valeur des instruments dérivés intégrés sont évaluées de façon distincte, elles sont incluses dans le bénéfice net.

Coûts de transaction liés à la dette à long terme

La société constate les coûts de transaction liés à la dette à long terme en tant qu'autres actifs et elle amortit ces coûts selon la méthode du taux d'intérêt effectif, exception faite de ceux liés aux gazoducs réglementés au Canada, qui continuent d'être amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire conformément aux dispositions des mécanismes de tarification réglementaires.

Garanties

La société constate au moment de leur prise d'effet la juste valeur de certaines garanties conclues par la société ou par des entités qu'elle détient partiellement pour lesquelles des paiements conditionnels pourraient être requis. La juste valeur de ces garanties est évaluée par actualisation des flux de trésorerie que la société devrait engager si elle avait recours à des lettres de crédit plutôt qu'à des garanties selon ce qui est approprié dans les circonstances. Les garanties sont constatées en tant qu'augmentation des immobilisations corporelles dans les participations comptabilisées à la valeur de consolidation ou elles sont imputées au bénéfice net avec l'inscription d'un passif correspondant dans les autres passifs à long terme.

3. 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 lorsque 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 sont entrées en vigueur prospectivement 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.

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 sont 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. Ces 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 et 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.

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

exercice clos le 31 décembre 2014 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
Produits	4 913	1 547	3 725	–	10 185
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	163	–	359	–	522
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 501)	(426)	(919)	(127)	(2 973)
Achats de produits de base revendus	–	–	(1 836)	–	(1 836)
Impôts fonciers	(334)	(62)	(77)	–	(473)
Amortissement	(1 063)	(216)	(309)	(23)	(1 611)
Gain à la vente d'actifs	9	–	108	–	117
Bénéfice sectoriel	2 187	843	1 051	(150)	3 931
Intérêts débiteurs					(1 235)
Intérêts créditeurs et autres					128
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice					2 824
Charge d'impôts					(830)
Bénéfice net					1 994
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle					(151)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle					1 843
Dividendes sur les actions privilégiées					(2)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires					1 841
Dépenses d'investissement					
Dépenses en immobilisations	1 768	1 530	206	46	3 550
Projets en cours d'aménagement	368	439	–	–	807
	2 136	1 969	206	46	4 357
au 31 décembre 2014 (en millions de dollars canadiens)					
Total de l'actif	27 103	16 116	14 197	4 422	61 838

exercice clos le 31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
Produits	4 497	1 124	3 176	–	8 797
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	145	–	452	–	597
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 405)	(328)	(833)	(108)	(2 674)
Achats de produits de base revendus	–	–	(1 317)	–	(1 317)
Impôts fonciers	(329)	(44)	(72)	–	(445)
Amortissement	(1 027)	(149)	(293)	(16)	(1 485)
Bénéfice sectoriel	1 881	603	1 113	(124)	3 473
Intérêts débiteurs					(1 046)
Intérêts créditeurs et autres					72
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice					2 499
Charge d'impôts					(605)
Bénéfice net					1 894
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle					(105)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle					1 789
Dividendes sur les actions privilégiées					(20)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires					1 769
Dépenses d'investissement					
Dépenses en immobilisations	1 776	2 286	152	50	4 264
Projets en cours d'aménagement	245	243	–	–	488
	2 021	2 529	152	50	4 752
au 31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens)					
Total de l'actif	25 165	13 253	13 747	4 461	56 626

exercice clos le 31 décembre 2012 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
Produits	4 264	1 039	2 704	–	8 007
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	157	–	100	–	257
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 365)	(296)	(819)	(97)	(2 577)
Achats de produits de base revendus	–	–	(1 049)	–	(1 049)
Impôts fonciers	(315)	(45)	(74)	–	(434)
Amortissement	(933)	(145)	(283)	(14)	(1 375)
Bénéfice sectoriel	1 808	553	579	(111)	2 829
Intérêts débiteurs					(1 037)
Intérêts créditeurs et autres					125
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice					1 917
Charge d'impôts					(461)
Bénéfice net					1 456
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle					(96)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle					1 360
Dividendes sur les actions privilégiées					(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires					1 338
Dépenses d'investissement					
Dépenses en immobilisations	1 389	1 145	24	37	2 595
Projets en cours d'aménagement	–	3	–	–	3
	1 389	1 148	24	37	2 598
au 31 décembre 2012 (en millions de dollars canadiens)					
Total de l'actif	23 210	10 485	13 157	2 483	49 335

Renseignements géographiques

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2012
Produits			
Canada – marché intérieur	4 021	4 659	3 527
Canada – exportations	1 314	997	1 121
États-Unis	4 653	3 029	3 252
Mexique	197	112	107
	10 185	8 797	8 007
aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)			
	2014	2013	
Immobilisations corporelles			
Canada	19 191	18 462	
États-Unis	20 098	17 570	
Mexique	2 485	1 574	
	41 774	37 606	

5. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
Actifs d'impôts reportés (note 16)	427	117
Trésorerie détenue en garantie	423	42
Juste valeur des contrats dérivés (note 23)	409	395
Autres	170	164
Actifs réglementaires (note 9)	16	42
Actifs destinés à la vente (note 6)	–	85
	1 445	845

6. ACTIFS DESTINÉS À LA VENTE

au 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013
Actifs destinés à la vente	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1
Débiteurs	12
Stocks	11
Immobilisations corporelles	61
Total des actifs destinés à la vente (compris dans les autres actifs à court terme, note 5)	85
Passifs liés aux actifs destinés à la vente	
Créditeurs et autres	4
Autres passifs à long terme	1
Total des passifs liés aux actifs destinés à la vente (compris dans les créditeurs et autres, note 13)	5

La société classe les actifs en tant que destinés à la vente lorsque la direction approuve et s'engage envers un plan formel pour mettre un actif sur le marché et lorsqu'elle s'attend à ce que la vente soit réalisée au cours

des 12 mois suivants. Lorsqu'un actif est classé comme étant destiné à la vente, la société comptabilise l'actif à sa valeur comptable ou à sa juste valeur estimative, selon le moins élevé des deux montants, déduction faite des coûts de vente, et elle cesse de comptabiliser l'amortissement de l'actif en question.

Au 31 décembre 2013, la société a classé Cancarb Limited et ses centrales électriques connexes comme des actifs destinés à la vente dans le secteur de l'énergie. Ces actifs ont été comptabilisés à leur valeur comptable au 31 décembre 2013.

Le 15 avril 2014, la société a vendu ces actifs pour un produit brut total de 190 millions de dollars et elle a constaté un gain de 108 millions de dollars (99 millions de dollars après les impôts).

7. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014			2013		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Gazoducs						
Réseau principal au Canada						
Pipeline	9 045	5 712	3 333	8 970	5 457	3 513
Postes de compression	3 423	2 100	1 323	3 392	1 961	1 431
Postes de comptage et autres	458	180	278	409	174	235
	12 926	7 992	4 934	12 771	7 592	5 179
En construction	135	–	135	85	–	85
	13 061	7 992	5 069	12 856	7 592	5 264
Réseau de NGTL						
Pipeline	8 185	3 619	4 566	7 813	3 410	4 403
Postes de compression	2 055	1 318	737	2 038	1 253	785
Postes de comptage et autres	1 032	446	586	947	418	529
	11 272	5 383	5 889	10 798	5 081	5 717
En construction	413	–	413	290	–	290
	11 685	5 383	6 302	11 088	5 081	6 007
ANR						
Pipeline	1 087	85	1 002	922	59	863
Postes de compression	741	102	639	635	81	554
Postes de comptage et autres	617	110	507	535	91	444
	2 445	297	2 148	2 092	231	1 861
En construction	115	–	115	67	–	67
	2 560	297	2 263	2 159	231	1 928
Autres gazoducs						
GTN	1 842	588	1 254	1 685	488	1 197
Great Lakes	1 807	939	868	1 650	833	817
Foothills	1 671	1 180	491	1 649	1 120	529
Mexique	1 518	130	1 388	641	90	551
Autres ¹	1 800	363	1 437	1 652	288	1 364
	8 638	3 200	5 438	7 277	2 819	4 458
En construction	1 132	–	1 132	1 047	–	1 047
	9 770	3 200	6 570	8 324	2 819	5 505
	37 076	16 872	20 204	34 427	15 723	18 704

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014			2013		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Pipelines de liquides						
Keystone						
Pipeline	7 931	463	7 468	5 079	286	4 793
Matériel de pompage	964	80	884	1 118	82	1 036
Réservoirs et autres	2 282	144	2 138	962	71	891
	11 177	687	10 490	7 159	439	6 720
En construction ²	4 438	–	4 438	6 020	–	6 020
	15 615	687	14 928	13 179	439	12 740
Énergie						
Centrales alimentées au gaz naturel – Ravenswood	2 140	476	1 664	1 966	377	1 589
Centrales alimentées au gaz naturel – autres ^{3,4}	3 214	971	2 243	3 061	846	2 215
Centrales hydroélectriques	736	156	580	673	126	547
Énergie éolienne	970	190	780	946	155	791
Stockage de gaz naturel	653	99	554	677	92	585
Énergie solaire ⁵	488	13	475	226	2	224
Autres	64	19	45	57	30	27
	8 265	1 924	6 341	7 606	1 628	5 978
En construction	149	–	149	54	–	54
	8 414	1 924	6 490	7 660	1 628	6 032
Siège social	232	80	152	191	61	130
	61 337	19 563	41 774	55 457	17 851	37 606

¹ Ces données comprennent Bison, Portland, North Baja, Tuscarora et Ventures LP.

² Ces données comprennent un montant de 3,2 milliards de dollars se rapportant à Keystone XL au 31 décembre 2014 (2,6 milliards de dollars en 2013). Keystone XL demeure assujéti aux approbations réglementaires.

³ Ces données comprennent les installations qui détiennent des CAE à long terme qui sont comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation. Le coût et l'amortissement cumulé de ces installations au 31 décembre 2014 se sont élevés à respectivement 695 millions de dollars et 103 millions de dollars (respectivement 640 millions de dollars et 78 millions de dollars en 2013). En 2014, des produits de 81 millions de dollars (78 millions de dollars en 2013; 73 millions de dollars en 2012) ont été constatés relativement à la vente d'électricité aux termes des CAE connexes.

⁴ Ces données comprennent Halton Hills, Coolidge, Bécancour, Ocean State Power, Mackay River et d'autres centrales alimentées au gaz naturel.

⁵ Ces données comprennent l'acquisition de quatre centrales d'énergie solaire en 2014 et de quatre autres en 2013.

8. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

(en millions de dollars canadiens)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2014	Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation			Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	
		exercices clos les 31 décembre			aux 31 décembre	
		2014	2013	2012	2014	2013
Gazoducs						
Northern Border ^{1,2}		76	66	72	587	557
Iroquois	44,5 %	43	41	41	210	188
TQM	50,0 %	12	13	16	73	76
Autres	Divers	32	25	28	68	62
Énergie						
Bruce A ³	48,9 %	209	202	(149)	3 944	3 988
Bruce B ³	31,6 %	105	108	163	51	377
ASTC Power Partnership	50,0 %	8	110	40	29	41
Portlands Energy	50,0 %	36	31	28	335	343
Autres ⁴	Divers	1	1	18	61	57
Pipelines de liquides						
Grand Rapids	50,0 %	–	–	–	240	70
		522	597	257	5 598	5 759

¹ Les résultats reflètent la participation de 50 % dans Northern Border, car la société a intégralement consolidé les résultats de TC PipeLines, LP. En raison de sa participation de 28,3 % (28,9 % en 2013 et 33,3 % en 2012) dans TC PipeLines LP, la participation effective de TCPL dans Northern Border, déduction faite des participations sans contrôle, était de 14,2 % au 31 décembre 2014 (14,5 % en 2013 et 16,7 % en 2012).

² Au 31 décembre 2014, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Northern Border Pipeline Company s'établissait à 117 millions de dollars US (118 millions de dollars US en 2013) en raison de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.

³ Au 31 décembre 2014, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Bruce Power s'établissait à 776 millions de dollars (820 millions de dollars en 2013) en raison de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.

⁴ En décembre 2012, TCPL a fait l'acquisition du reste de la participation dans CrossAlta, soit 40 %, pour porter sa participation à 100 %. Ces résultats tiennent compte de la tranche de 60 % du bénéfice de participation de la société jusqu'à cette date.

Les distributions reçues sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 se sont établies à 726 millions de dollars (725 millions de dollars en 2013; 436 millions de dollars en 2012), dont 147 millions de dollars (120 millions de dollars en 2013; 60 millions de dollars en 2012) représentaient des remboursements de capital et sont inclus dans les montants reportés et autres à l'état consolidé des flux de trésorerie. Le bénéfice provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation non distribué au 31 décembre 2014 se chiffrait à 551 millions de dollars (754 millions de dollars en 2013; 883 millions de dollars en 2012).

Information financière sommaire sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2012
Bénéfice			
Produits	4 814	4 989	3 860
Charges d'exploitation et autres charges	(3 489)	(3 536)	(3 090)
Bénéfice net	1 264	1 390	717
Bénéfice net attribuable à TCPL	522	597	257

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
Bilan		
Actif à court terme	1 412	1 500
Actif à long terme	12 260	12 158
Passif à court terme	(1 067)	(1 117)
Passif à long terme	(3 255)	(2 507)

9. ENTREPRISES À TARIFS RÉGLEMENTÉS

Les entreprises de TCPL qui appliquent actuellement la CATR comprennent les gazoducs canadiens, américains et mexicains, les installations de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis et certains projets de pipelines de liquides au stade de développement au Canada. Les actifs et les passifs réglementaires représentent les produits futurs que la société prévoit récupérer auprès des clients ou leur rembourser en fonction des décisions et approbations des organismes de réglementation pertinents.

Établissements réglementés au Canada

Le réseau principal au Canada, le réseau de NGTL, Foothills et TQM sont assujettis à la réglementation de l'ONÉ en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada). L'ONÉ assure la réglementation de la construction et de l'exploitation des installations ainsi que les modalités de service, y compris les tarifs, des réseaux de gazoducs réglementés de la société au Canada.

Les services de transport de gaz naturel au Canada de TCPL sont fournis aux termes de tarifs de transport de gaz naturel qui prévoient le recouvrement des coûts, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, selon les modalités approuvées par l'ONÉ. Les tarifs demandés pour ces services sont habituellement fixés par le truchement d'un processus qui exige le dépôt d'une demande auprès de l'organisme de réglementation selon laquelle les coûts d'exploitation prévus, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, déterminent les besoins en produits de l'exercice à venir ou de plusieurs exercices. Dans la mesure où les coûts et les produits réels sont supérieurs ou inférieurs aux coûts et aux produits prévus, les organismes de réglementation permettent généralement de reporter l'écart à un exercice futur et de le recouvrer ou de le rembourser à partir des tarifs de la période visée. Les écarts entre les coûts réels et les coûts prévus que les organismes de réglementation ne permettent pas de reporter sont inclus dans le calcul du bénéfice net de l'exercice au cours duquel les coûts en question sont engagés.

Réseau principal au Canada

Le 28 novembre 2014, l'ONÉ a fait connaître sa décision sur la demande tarifaire de TCPL pour la période allant de 2015 à 2030 (la « décision de 2014 de l'ONÉ »). La décision de 2014 de l'ONÉ a reconnu que la décision de 2013 de l'ONÉ (qui fait l'objet d'une discussion ci-après) prévoyait des portes de sortie et a approuvé les droits fixes pour la période allant de 2015 à 2020 ainsi que certains paramètres pour une

méthode d'établissement des droits jusqu'en 2030. Le règlement conclu avec les expéditeurs et approuvé dans la décision de 2014 de l'ONÉ prévoit notamment un rendement du capital-actions ordinaire (« RCA ») de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, un mécanisme incitatif comportant un risque à la hausse et un risque à la baisse et la contribution annuelle de 20 millions de dollars après les impôts versée par TCPL pour réduire les besoins en produits. La stabilisation des droits est assurée grâce au recours continu à des comptes de report, notamment le compte d'ajustement à long terme (« CALT ») et le compte d'ajustement provisoire permettant de capter l'excédent ou le manque à gagner entre les produits de la société et son coût du service pour chaque année de la durée des droits fixes prévue dans la décision de 2014 de l'ONÉ, soit six ans. TCPL est tenue de déposer auprès de l'ONÉ un dépôt de conformité au premier trimestre de 2015 et un examen des droits pour la période allant de 2018 à 2020 avant le 31 décembre 2017.

En mars 2013, l'ONÉ a communiqué à TCPL sa décision de fixer les droits pour la période allant de 2013 à 2017 à des niveaux concurrentiels en prévoyant des droits fixes pour certains services et en accordant un pouvoir discrétionnaire illimité de fixer les prix pour d'autres services (la « décision de 2013 de l'ONÉ »). La décision établissait un RCA de 11,5 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et prévoyait des mécanismes permettant d'appliquer les droits fixes par le truchement d'un CALT; elle prévoyait aussi l'établissement d'un compte des ajustements de stabilisation des droits (« CASD ») pour recueillir le surplus ou le manque à gagner entre nos produits et le coût du service pour chaque année comprise dans la période de cinq ans d'application de la décision. La décision donnait par ailleurs la possibilité de produire des revenus incitatifs en haussant les produits et en abaissant les coûts. L'ONÉ a de plus cerné certaines circonstances qui exigeraient qu'une nouvelle demande tarifaire soit déposée avant l'échéance de la période de cinq ans. L'une de ces circonstances s'est produite en 2013 lorsque le solde du CASD est devenu positif. En décembre 2013, TCPL a déposé auprès de l'ONÉ la demande tarifaire pour la période allant de 2015 à 2030 concernant les droits à l'avenir, y compris pour 2014.

Les résultats du réseau principal au Canada en 2012 tiennent compte d'un RCA de 8,08 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, mais font exclusion des revenus incitatifs.

Réseau de NGTL

En novembre 2013, l'ONÉ a donné l'approbation à la demande ayant trait au règlement sur les besoins en produits pour 2013-2014 pour le réseau de NGTL. La structure de ce règlement est semblable à celle du règlement pluriannuel précédent et prévoit des coûts annuels fixes d'exploitation, d'entretien et d'administration ainsi qu'un RCA de 10,1 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Les écarts entre les coûts fixes d'exploitation, d'entretien et d'administration prévus dans le règlement et les coûts réels sont imputables à TCPL. Le règlement prévoyait en outre une majoration du taux d'amortissement composé pour le porter à 3,05 % en 2013 et à 3,12 % en 2014.

Les résultats du réseau de NGTL en 2012 tenaient compte d'un RCA de 9,70 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et comprenaient un montant fixe pour certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Toute variation entre les coûts réels et ceux convenus dans le règlement alors en vigueur était imputable à TCPL. Tous les autres coûts étaient transférables.

Énergie Est

Énergie Est est actuellement au stade de développement dans l'attente de l'approbation réglementaire de l'ONÉ. Les droits seront conçus de manière à permettre la récupération des coûts, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, selon l'approbation de l'ONÉ.

Autres gazoducs au Canada

Le modèle d'exploitation de Foothills pour la période allant de 2012 à 2014 inclusivement prévoit le recouvrement de toutes les composantes coûts transférables des besoins en produits. L'exploitation de TQM est fondée sur un modèle comportant des besoins en produits comprenant des composantes coûts fixes et coûts transférables pour la période allant de 2012 à 2016 inclusivement. Toute variation entre les coûts réels et ceux inclus dans la composante coûts fixes est imputable à TQM.

Établissements réglementés aux États-Unis

Les gazoducs de TCPL aux États-Unis sont des « sociétés gazières » exploitées en vertu des dispositions des lois intitulées *Natural Gas Act of 1938*, *Natural Gas Policy Act of 1978* (« NGA ») et *Energy Policy Act of 2005*, et ils sont assujettis à la réglementation de la FERC. La NGA confère à la FERC l'autorité sur la construction et l'exploitation des gazoducs et des installations connexes. La FERC possède également l'autorité de réglementer les tarifs pour le transport de gaz naturel entre les États. Les principaux gazoducs réglementés de la société aux États-Unis sont décrits ci-après.

ANR

Les services de transport et de stockage de gaz naturel d'ANR sont soumis aux tarifs réglementés de la FERC. Ces tarifs prennent la forme d'une fourchette à l'intérieur de laquelle ANR peut accorder des remises ou négocier ses tarifs de façon non discriminatoire. Les tarifs d'ANR Pipeline Company sont établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en vigueur pendant toutes les périodes à l'étude, à compter de 1997. ANR Pipeline Company n'est pas tenue d'effectuer un examen des tarifs actuellement en vigueur avec la FERC à une date quelconque dans l'avenir, mais il ne lui est pas interdit de présenter une demande d'approbation de nouveaux tarifs au besoin.

Les tarifs d'ANR Storage Company ont été établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en août 2012. ANR Storage Company doit déposer un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA au plus tard le 1^{er} juillet 2016.

TC Offshore LLC, une autre entité réglementée liée à ANR, a entrepris son exploitation conformément aux tarifs approuvés par la FERC le 1^{er} novembre 2012. TC Offshore LLC est tenue de déposer une analyse de ses coûts et produits afin de justifier ses tarifs actuels fondés sur les coûts après les trois premières années d'exploitation.

Great Lakes

Great Lakes relève de la compétence de la FERC et ce réseau est exploité conformément aux tarifs approuvés par la FERC qui prévoit des tarifs maximaux et minimaux pour divers types de services et donne le droit à Great Lakes d'accorder des remises ou de négocier ses tarifs de façon non discriminatoire. Jusqu'en octobre 2013, Great Lakes était exploité conformément au règlement tarifaire approuvé par la FERC en juillet 2010. Depuis le 1^{er} novembre 2013, Great Lakes est exploité conformément à un règlement tarifaire approuvé par la FERC en novembre 2013. Le règlement prévoit un moratoire qui, entre novembre 2013 et mars 2015, interdit à Great Lakes et aux parties au règlement de prendre certaines mesures, notamment d'effectuer des dépôts d'ajustement des tarifs, en vertu de la NGA. Great Lakes doit déposer une demande d'approbation de nouveaux tarifs devant entrer en vigueur au plus tard en janvier 2018.

Autres pipelines aux États-Unis

GTN et Bison relèvent de la compétence de la FERC et ces réseaux sont exploités conformément au tarif approuvé par la FERC qui prévoit des tarifs maximaux et minimaux pour divers types de services. Sous réserve de l'absence de pratiques discriminatoires, ces deux pipelines ont le droit d'accorder des remises sur les tarifs ou de négocier ces derniers. Les tarifs de GTN ont été établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en janvier 2012. GTN doit déposer une demande d'approbation de nouveaux tarifs devant entrer en vigueur au plus tard en janvier 2016.

Les tarifs de Bison ont été établis conformément à son certificat initial de construction et d'exploitation du pipeline mis en service en janvier 2011. Conformément aux exigences de la FERC, Bison a déposé une analyse de ses coûts et produits afin de justifier ses tarifs actuels approuvés et fondés sur les coûts après les trois premières années d'exploitation. Bison a déposé l'étude le 10 avril 2014, que la FERC a acceptée le 20 mai 2014. Pour le moment, Bison n'est pas tenue d'effectuer un examen des tarifs actuellement en vigueur avec la FERC à une date quelconque dans l'avenir, mais il ne lui est pas interdit de présenter une demande d'approbation de nouveaux tarifs au besoin.

Établissements réglementés au Mexique

Les établissements de TCPL au Mexique sont assujettis à la réglementation de la CRE et sont exploités conformément aux tarifs approuvés par la CRE. En 2014, TCPL a adopté la CATR pour tous ses gazoducs au Mexique. Les tarifs ont été établis conformément à des contrats négociés approuvés par la CRE.

Actifs et passifs réglementaires

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	Période résiduelle de recouvrement/ règlement (en années)
Actifs réglementaires			
Impôts reportés ¹	1 001	1 149	s.o.
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	4	16	1
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ³	236	190	s.o.
Compte d'ajustement à long terme ⁴	–	354	31
Autres ⁵	72	68	s.o.
	1 313	1 777	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme (note 5)	16	42	
	1 297	1 735	
Passifs réglementaires			
Effet des variations de change sur la dette à long terme ⁶	42	84	1-15
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	21	5	1
Avantages postérieurs au départ à la retraite et avantages complémentaires autres que les régimes de retraite liés à ANR ⁷	117	104	s.o.
Compte d'ajustement à long terme ⁴	64	–	44
Autres ⁵	49	43	s.o.
	293	236	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créditeurs et autres (note 13)	30	7	
	263	229	

¹ Ces actifs réglementaires sont soit appuyés par des opérations hors trésorerie soit recouverts sans allocation de rendement selon l'approbation de l'organisme de réglementation. Par conséquent, ces actifs réglementaires ne sont pas inclus dans la base tarifaire et ne produisent pas un rendement sur l'investissement pendant la période de recouvrement.

² Les actifs et les passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette représentent l'accumulation des variations des coûts et des produits approuvées par l'organisme de réglementation, dont il faut tenir compte dans la détermination des droits pour l'année civile suivante. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 28 millions de dollars supérieurs en 2014 (76 millions de dollars supérieurs en 2013; 50 millions de dollars inférieurs en 2012) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs et de passifs réglementaires.

³ Ces soldes représentent le montant réglementaire imputé au régime de retraite et aux obligations au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite dans la mesure où ces montants devraient être récupérés auprès des clients dans la tarification future. Les soldes sont exclus de la base tarifaire et ils ne produisent aucun rendement sur le capital investi. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 46 millions de dollars inférieurs en 2014 (171 millions de dollars supérieurs en 2013; 61 millions de dollars inférieurs en 2012) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs et de passifs réglementaires.

- ⁴ Le CALT a été établi conformément à la décision de 2013 de l'ONÉ et il comprend les montants reportés et recouvrés au cours d'exercices futurs. Le CASD, établi également conformément à la décision de 2013 de l'ONÉ, comprend les variations entre les produits et les coûts. Un solde positif dans le CASD a été réalisé en 2013 et en 2014 et, ainsi que le spécifient la décision de 2013 de l'ONÉ et la décision de 2014 de l'ONÉ, le CASD, déduction faite des revenus incitatifs, a été combiné avec le CALT les 31 décembre 2013 et 2014.
- ⁵ Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 2 millions de dollars supérieurs en 2014 (2 millions de dollars supérieurs en 2013; 66 millions de dollars supérieurs en 2012) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs et de passifs réglementaires.
- ⁶ Les variations de change sur la dette à long terme pour le réseau de NGTL et Foothills représentent l'écart, résultant de la réévaluation des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère, entre le taux de change historique et le taux de change courant au moment de l'émission. Les gains et les pertes de change réalisés à l'échéance ou au rachat anticipé des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère devraient être recouvrés ou remboursés au moment de la détermination des droits futurs. Sans l'application de la CATR, les PCGR auraient exigé l'inclusion de ces gains ou pertes non réalisés dans le bénéfice net.
- ⁷ Selon les modalités du dernier règlement tarifaire d'ANR, cette dernière sera tenue de rembourser à ses clients, aux termes d'un plan de remboursement qui sera approuvé par la FERC dans une future instance tarifaire, les montants du fonds en fiducie des avantages postérieurs au départ à la retraite qui n'ont pas été affectés au paiement d'avantages à ses employés. Ce passif réglementaire représente la différence entre le montant perçu dans les droits et le montant de la charge au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite. ANR peut déposer une nouvelle demande tarifaire, mais elle n'est pas tenue de le faire. Par conséquent, il n'est pas possible de déterminer la période du règlement ni du recouvrement. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 13 millions de dollars supérieurs en 2014 (16 millions de dollars supérieurs en 2013; 8 millions de dollars supérieurs en 2012) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs et de passifs réglementaires.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

Le montant total de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction inclus dans état consolidé des résultats était de 95 millions de dollars en 2014, de 19 millions de dollars en 2013 et de 15 millions de dollars en 2012.

10. ÉCART D'ACQUISITION

La société a constaté l'écart d'acquisition suivant au titre de ses acquisitions aux États-Unis :

(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs	Énergie	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2013	2 635	823	3 458
Variations des taux de change	181	57	238
Solde au 31 décembre 2013	2 816	880	3 696
Variations des taux de change	258	80	338
Solde au 31 décembre 2014	3 074	960	4 034

11. ACTIFS INCORPORELS ET AUTRES ACTIFS

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
Projets d'investissement en cours d'aménagement	1 286	571
CAE	272	324
Actifs et charge d'impôts reportés (note 16)	177	223
Prêts et avances ¹	167	183
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 23)	93	112
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 22)	14	16
Autres	691	524
	2 700	1 953

¹ Aux 31 décembre 2014 et 2013, TCPL détenait un billet à recevoir de respectivement 213 millions de dollars (184 millions de dollars US) et de 226 millions de dollars (212 millions de dollars US) du vendeur de Ravenswood portant intérêt à 6,75 % et échéant en 2040. La tranche à court terme incluse dans les autres actifs à court terme était de 46 millions de dollars (40 millions de dollars US) au 31 décembre 2014 et de 43 millions de dollars (40 millions de dollars US) au 31 décembre 2013.

Les montants qui suivent au titre des CAE sont inclus dans les actifs incorporels et autres actifs :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014			2013		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Sheerness	585	351	234	585	312	273
Sundance A	225	187	38	225	174	51
	810	538	272	810	486	324

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la dotation aux amortissements pour les CAE a totalisé 52 millions de dollars (52 millions de dollars en 2013 et en 2012). La dotation aux amortissements annuelle prévue pour la période de 2015 à 2017 est de 52 millions de dollars et de 39 millions de dollars pour 2018 et 2019.

12. BILLETS À PAYER

(en millions de dollars canadiens)	2014		2013	
	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre
En dollars CA	1 540	1,2 %	751	1,2 %
En dollars US (800 \$ US en 2014; 1 025 \$ US en 2013)	927	0,7 %	1 091	0,3 %
	2 467		1 842	

Les billets à payer comprennent le papier commercial émis par TCPL, TransCanada PipeLine USA Ltd. (« TCPL USA »), TransCanada American Investments Ltd. (« TAIL ») et TransCanada Keystone Pipeline, LP (« TC Keystone ») ainsi que les prélèvements sur les facilités de crédit. Le programme de papier commercial et la facilité de TC Keystone ont pris fin en novembre 2013 et le programme de papier commercial TAIL a été mis en œuvre en novembre 2013 pour remplacer le programme de TCPL USA qui a pris fin en avril 2014.

Les billets à payer comprennent également un emprunt à court terme de 170 millions de dollars US, consenti par TC PipeLines, LP le 1^{er} octobre 2014.

Au 31 décembre 2014, la société disposait de facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totales de 6,7 milliards de dollars (6,2 milliards de dollars en 2013). L'intérêt sur les sommes prélevées est imputé aux taux préférentiels de banques canadiennes et américaines, et selon d'autres modalités financières arrêtées par négociation. Ces facilités de crédit non garanties comprenaient ce qui suit :

Montant	Capacité inutilisée	Emprunteur	Objet	Échéance	exercices clos les 31 décembre		
					2014	2013	2012
au 31 décembre 2014					(en millions de dollars canadiens)		
3 milliards de dollars	3 milliards de dollars	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogable de TCPL	Décembre 2019	6	4	4
1 milliard de dollars US	1 milliard de dollars US	TCPL USA	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogable de TCPL USA garantie par TCPL	Novembre 2015	2	1	1
1 milliard de dollars US	1 milliard de dollars US	TAIL	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogable de TAIL garantie par TCPL	Novembre 2015	1	–	–
1,4 milliard de dollars	0,6 milliard de dollars	TCPL/TCPL USA	Appui de l'émission de lettres de crédit et donnant accès à des liquidités supplémentaires	À vue	–	–	–

13. CRÉDITEURS ET AUTRES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
Fournisseurs	1 624	866
Juste valeur des contrats dérivés (note 23)	749	357
Dividendes à payer	345	328
Passifs d'impôts reportés (note 16)	4	26
Passifs réglementaires (note 9)	30	7
Passifs liés aux actifs destinés à la vente (note 6)	–	5
Autres	143	552
	2 895	2 141

14. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 22)	444	244
Juste valeur des contrats dérivés (note 23)	411	255
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	98	83
Garanties (note 26)	15	18
Autres	84	56
	1 052	656

15. DETTE À LONG TERME

Encours (en millions de dollars canadiens)	Dates d'échéance	2014		2013	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Débentures					
En dollars CA	2015 à 2020	749	10,9 %	874	10,9 %
En dollars US (400 \$ US en 2014 et 2013)	2021	464	9,9 %	425	9,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2016 à 2041	4 048	5,7 %	4 799	5,7 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (13 526 \$ US en 2014; 12 276 \$ US en 2013)	2015 à 2043	15 655	5,0 %	13 027	5,0 %
		20 916		19 125	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Débentures et billets					
En dollars CA ²	2016 à 2024	325	11,5 %	378	11,5 %
En dollars US (200 \$ US en 2014 et 2013)	2023	232	7,9 %	213	7,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	504	7,4 %	504	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2014 et 2013)	2026	38	7,5 %	34	7,5 %
		1 099		1 129	
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (432 \$ US en 2014 et 2013)	2021 à 2025	502	8,9 %	459	8,9 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST CORPORATION					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (325 \$ US en 2014 et 2013)	2015 à 2035	377	5,5 %	346	5,5 %
TC PIPELINES, LP					
Emprunt non garanti					
En dollars US (330 \$ US en 2014; 380 \$ US en 2013)	2017	383	1,4 %	404	1,4 %
Facilité à terme non garantie					
En dollars US (500 \$ US en 2014; 500 \$ US en 2013)	2015 à 2018	580	1,4 %	532	1,4 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (350 \$ US en 2014 et 2013)	2021	405	4,7 %	372	4,7 %
		1 368		1 308	
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (316 \$ US en 2014; 335 \$ US en 2013)	2018 à 2030	367	7,8 %	356	7,8 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
Billets de premier rang garantis					
En dollars US (20 \$ US en 2014; 24 \$ US en 2013)	2017	23	4,0 %	25	4,0 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
Billets de premier rang garantis ³					
En dollars US (90 \$ US en 2014; 110 \$ US en 2013)	2018	105	6,1 %	117	6,1 %
		24 757		22 865	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an		1 797		973	
		22 960		21 892	

¹ Les taux d'intérêt sont les taux d'intérêt effectifs, exception faite des taux d'intérêt se rapportant aux titres d'emprunt à long terme émis dans le cadre des activités gazières réglementées de la société au Canada, auquel cas le taux d'intérêt moyen pondéré est présenté ainsi que l'approuvent les organismes de réglementation. Les taux d'intérêt moyens pondérés et les taux d'intérêt effectifs sont indiqués pour les dates des encours respectifs.

² Les débentures émises par NGTL, d'un montant de 225 millions de dollars, sont assorties de dispositions de remboursement par anticipation qui donnent aux porteurs le droit d'exiger le remboursement d'un maximum de 8 % du montant en capital

alors impayé, majoré des intérêts courus et impayés à certaines dates de remboursement données. Aucun remboursement n'a eu lieu en 2014 ou en 2013.

- ³ Garanties au moyen des contrats de transport conclus avec les expéditeurs, de garanties existantes et nouvelles, de lettres de crédit et de sûretés accessoires.

Remboursements de capital

Les remboursements de capital sur la dette à long terme de la société pour les cinq prochains exercices s'établissent approximativement comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	2015	2016	2017	2018	2019
Remboursements de capital sur la dette à long terme	1 797	2 225	846	1 766	1 007

Émission de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme émis par la société au cours des trois derniers exercices clos le 31 décembre s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	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 à terme non garantie	Juillet 2018	500 US	Variable

Remboursements de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours des trois derniers exercices clos le 31 décembre s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Juin 2014	Débetures	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	Débetures	53	11,20 %
	Décembre 2012	Débetures	175 US	8,50 %

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2012
Intérêts sur la dette à long terme	1 317	1 216	1 190
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur (note 17)	70	65	63
Intérêts sur la dette à court terme	52	73	77
Intérêts capitalisés	(259)	(287)	(300)
Amortissement et autres charges financières ¹	55	(21)	7
	1 235	1 046	1 037

¹ L'amortissement et les autres charges financières comprennent l'amortissement des coûts de transaction et l'actualisation de la dette calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif ainsi que les variations de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux variations des taux d'intérêt.

La société a effectué des paiements d'intérêt de 1 160 millions de dollars en 2014 (1 047 millions de dollars en 2013; 1 027 millions de dollars en 2012) sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des intérêts capitalisés.

16. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Provision pour les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2012
Exigibles			
Canada	104	27	171
Pays étrangers	42	16	14
	146	43	185
Reportés			
Canada	307	239	60
Pays étrangers	377	323	216
	684	562	276
Charge d'impôts	830	605	461

Répartition géographique du bénéfice

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2012
Canada	1 146	1 201	821
Pays étrangers	1 678	1 298	1 096
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	2 824	2 499	1 917

Rapprochement de la charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2012
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	2 824	2 499	1 917
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	25,0 %	25,0 %	25,0 %
Charge d'impôts prévue	706	625	479
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	129	(13)	41
Taux d'imposition étrangers effectifs supérieurs (inférieurs)	25	33	(12)
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des participations sans contrôle	(38)	(28)	(27)
Modifications aux lois fiscales	–	(25)	–
Autres	8	13	(20)
Charge d'impôts réelle	830	605	461

Actifs et passifs d'impôts reportés

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
Actifs d'impôts reportés		
Reports prospectifs de pertes d'exploitation	1 266	826
Montants reportés	215	223
Pertes de change non réalisées sur la dette à long terme	140	–
Instruments financiers	104	–
Autres	245	124
	1 970	1 173
Moins : provision pour moins-value ¹	125	–
	1 845	1 173
Passifs d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	5 548	4 245
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	648	682
Impôts sur les besoins en produits futurs	253	291
Gains de change non réalisés sur la dette à long terme	–	35
Autres	71	170
	6 520	5 423
Montant net des passifs d'impôts reportés	4 675	4 250

¹ Une provision pour moins-value a été constatée en 2014 lorsque la société a jugé plus probable qu'improbable que l'avantage fiscal lié aux pertes de change non réalisées sur la dette à long terme ne se concrétisera pas dans l'avenir.

Les montants d'impôts reportés ci-dessus ont été classés dans le bilan consolidé comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
Actifs d'impôts reportés		
Autres actifs à court terme (note 5)	427	117
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	177	223
	604	340
Passifs d'impôts reportés		
Créditeurs et autres (note 13)	4	26
Passifs d'impôts reportés	5 275	4 564
	5 279	4 590
Montant net des passifs d'impôts reportés	4 675	4 250

Au 31 décembre 2014, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes autres qu'en capital inutilisés de 1 131 millions de dollars (1 026 millions de dollars en 2013) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada, qui échoient de 2015 à 2034.

Au 31 décembre 2014, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes inutilisés de 2 267 millions de dollars US (1 432 millions de dollars US en 2013) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis, qui échoient de 2028 à 2034.

Bénéfices non répartis des établissements étrangers

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers qu'elle n'entend pas rapatrier dans un avenir prévisible, la société ne constitue pas de provision pour les impôts sur le bénéfice. Si une provision avait été prévue à cet égard, les passifs d'impôts reportés auraient été supérieurs d'environ 236 millions de dollars au 31 décembre 2014 (182 millions de dollars en 2013).

Versements d'impôts sur le bénéfice

En 2014, la société a effectué des versements d'impôts sur le bénéfice de 109 millions de dollars, déduction faite des remboursements (versements de 206 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2013; remboursements de 175 millions de dollars, déduction faite des versements, en 2012).

Rapprochement des économies d'impôts non comptabilisées

Le rapprochement des changements annuels du total des économies d'impôts non comptabilisées s'établit comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2012
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	19	45	48
Augmentations brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	2	3	2
Diminutions brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	(8)	(28)	(6)
Augmentations brutes – positions fiscales de l'exercice à l'étude	1	2	9
Caducité des délais de prescription	(1)	(3)	(8)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	13	19	45

TCPL a comptabilisé un ajustement favorable des impôts sur le bénéfice d'environ 25 millions de dollars en raison de la mise en vigueur de certaines lois fiscales fédérales canadiennes en juin 2013.

Sous réserve des résultats des travaux d'audit par les autorités fiscales et d'autres modifications législatives, TCPL ne prévoit pas, au cours des 12 prochains mois, apporter d'autres ajustements aux économies d'impôts non comptabilisées qui auraient une incidence significative sur ses états financiers.

TCPL et ses filiales sont assujetties à l'impôt fédéral et provincial au Canada, à l'impôt fédéral, étatique et local aux États-Unis ou à l'impôt sur le bénéfice d'autres territoires à l'étranger. La société a essentiellement réglé toutes les questions fiscales fédérales et provinciales au Canada pour les exercices allant jusqu'à 2009 inclusivement. La presque totalité des questions d'impôt fédéral d'importance aux États-Unis ont été réglées pour les exercices allant jusqu'à 2007 inclusivement et les questions liées à l'impôt étatique et local ont essentiellement été résolues pour les exercices allant jusqu'à 2007 inclusivement.

TCPL impute à la charge d'impôts les intérêts et les pénalités liés aux incertitudes en matière de fiscalité. La charge d'impôts de l'exercice clos le 31 décembre 2014 néant au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (néant au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2013; reprise de 2 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2012). Au 31 décembre 2014, la société avait constaté 5 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (5 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 31 décembre 2013).

17. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Encours (en millions de dollars canadiens)	Date d'échéance	2014		2013	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
En dollars US (1 000 \$ US en 2014 et 2013)	2067	1 160	6,5 %	1 063	6,5 %

Des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1,0 milliard de dollars US échoient en 2067 et portent intérêt au taux de 6,35 % par an jusqu'au 15 mai 2017, date à laquelle le taux d'intérêt sera converti à un taux variable révisé trimestriellement pour correspondre au taux interbancaire offert à Londres de trois mois, majoré de 221 points de base. La société peut à son gré reporter le paiement de l'intérêt pour une période allant jusqu'à dix ans sans entraîner un manquement à ses obligations ni susciter de paiement par anticipation conformément aux modalités des billets subordonnés de rang inférieur. La société ne serait toutefois pas autorisée à verser des dividendes pendant la période de report. En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang actuels et futurs, et ils sont subordonnés à tous les titres d'emprunt et autres obligations de TCPL. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de la société en tout temps à partir du 15 mai 2017 à 100 % de leur montant en capital plus l'intérêt couru et impayé à la date du remboursement. En présence de certains événements, les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables plus tôt au gré de la société, en totalité ou en partie, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement ou pour un montant déterminé par une formule spécifiée conformément aux modalités dont ils sont assortis, selon le plus élevé des deux montants.

18. PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Les participations sans contrôle de la société présentées dans le bilan consolidé s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	1 479	1 323
Participation sans contrôle dans Portland	104	94
	1 583	1 417

Les participations sans contrôle de la société présentées dans l'état consolidé des résultats s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2012
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	136	93	91
Participation sans contrôle dans Portland	15	12	5
	151	105	96

En 2014, la participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP a été portée de 71,1 % à 71,7 % à la suite de l'émission de parts ordinaires dans TC PipeLines, LP en faveur de participations sans contrôle. Entre mai 2013 et août 2014, la participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP était de 71,1 % et, entre mai 2011 et mai 2013, elle était de 66,7 %.

Au 31 décembre 2014, la participation sans contrôle dans Portland représentait la participation de 38,3 % (38,3 % aux 31 décembre 2013 et 2012) non détenue par TCPL.

En 2014, TCPL a tiré des honoraires de 3 millions de dollars (3 millions de dollars en 2013 et 2012) et de 8 millions de dollars (7 millions de dollars en 2013 et en 2012) pour les services fournis respectivement à TC PipeLines, LP et à Portland.

19. ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions	Montant
	(en milliers)	(en millions de dollars canadiens)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2012	731 872	14 037
Émission d'actions ordinaires en contrepartie d'espèces	6 509	269
En circulation au 31 décembre 2012	738 381	14 306
Émission d'actions ordinaires en contrepartie d'espèces	18 733	899
En circulation au 31 décembre 2013	757 114	15 205
Émission d'actions ordinaires en contrepartie d'espèces	22 365	1 115
En circulation au 31 décembre 2014	779 479	16 320

Actions ordinaires émises et en circulation

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

Restrictions quant aux dividendes

Certaines dispositions dont sont assortis les titres d'emprunt de la société pourraient restreindre le montant des dividendes que la société peut déclarer sur les actions privilégiées et sur les actions ordinaires. Au 31 décembre 2014, en vertu de ces dispositions, la société ne peut verser de dividendes en sus de 8,7 milliards de dollars (1,3 milliard de dollars en 2013; 7,0 milliards de dollars en 2012). Aux termes des ententes, TCPL peut, à son entière discrétion, ajuster cette limite au cours de l'exercice sans devoir engager de coûts appréciables.

Régime d'options sur actions

Certains employés clés de la société, y compris les dirigeants, reçoivent des options sur actions de TransCanada pour souscrire des actions ordinaires au cours du marché à la date d'octroi. Les droits aux options sur actions deviennent acquis sur une période de trois ans, à compter de la première date d'anniversaire de l'octroi, et viennent à échéance sept ans plus tard. TCPL constate la charge de rémunération liée à ces options sur actions.

La société utilise un modèle binomial pour déterminer la juste valeur des options attribuées en se fondant sur les hypothèses moyennes pondérées suivantes :

exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Durée (en années)	6,0	6,0	5,9
Taux d'intérêt	1,8 %	1,7 %	1,6 %
Volatilité ¹	17 %	18 %	19 %
Rendement de l'action	3,8 %	3,7 %	4,2 %
Taux d'extinction	5 %	15 %	15 %

¹ La volatilité est déterminée en fonction de la moyenne de la volatilité historique et de la volatilité implicite des actions ordinaires de la société.

Le montant passé en charges au titre des options sur actions, avec augmentation correspondante au surplus d'apport, a été de 9 millions de dollars en 2014 (6 millions de dollars en 2013; 5 millions de dollars en 2012).

Le tableau qui suit résume les renseignements supplémentaires au sujet des options sur actions :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2014	2013	2012
Total de la valeur intrinsèque des options exercées	68 \$	25 \$	18 \$
Juste valeur des actions aux droits acquis	113 \$	65 \$	49 \$
Total des actions aux droits acquis	2,0 millions	1,3 million	1,0 million

Au 31 décembre 2014, la valeur intrinsèque globale du total des options pouvant être exercées était de 85 millions de dollars et la valeur intrinsèque totale des options en cours était de 118 millions de dollars.

20. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

En mars 2014, TCPL a racheté la totalité des 4 millions privilégiées de série Y à un prix de rachat de 50 \$ l'action, pour un paiement brut de 200 millions de dollars.

En octobre 2013, TCPL a racheté la totalité des 4 millions d'actions privilégiées de série U à un prix de rachat de 50 \$ l'action, pour un paiement brut de 200 millions de dollars.

21. AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU ET CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les autres éléments du résultat étendu, y compris les participations sans contrôle et les incidences fiscales connexes, s'établissent comme suit :

exercice clos le 31 décembre 2014 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains de change sur les investissements nets dans des établissements étrangers	462	55	517
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(373)	97	(276)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(118)	49	(69)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(95)	40	(55)
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(146)	44	(102)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	25	(7)	18
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(272)	68	(204)
Autres éléments du résultat étendu	(517)	346	(171)

exercice clos le 31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains de change sur les investissements nets dans des établissements étrangers	269	114	383
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(323)	84	(239)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	121	(50)	71
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	60	(19)	41
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	96	(29)	67
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	34	(11)	23
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	313	(79)	234
Autres éléments du résultat étendu	570	10	580

exercice clos le 31 décembre 2012 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains de change sur les investissements nets dans des établissements étrangers	(97)	(32)	(129)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	59	(15)	44
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	61	(13)	48
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	219	(81)	138
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(104)	31	(73)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	22	–	22
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(93)	23	(70)
Autres éléments du résultat étendu	67	(87)	(20)

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composante, s'établissent comme suit :

	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total ¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2012	(643)	(302)	(236)	(268)	(1 449)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	(64)	48	(73)	(67)	(156)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	–	138	22	(3)	157
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(64)	186	(51)	(70)	1
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2012	(707)	(116)	(287)	(338)	(1 448)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	78	71	67	219	435
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	–	41	23	15	79
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	78	112	90	234	514
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2013	(629)	(4)	(197)	(104)	(934)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement²	111	(69)	(102)	(206)	(266)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu³	–	(55)	18	2	(35)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	111	(124)	(84)	(204)	(301)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2014	(518)	(128)	(281)	(308)	(1 235)

¹ Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.

² Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion sont présentés déduction faite de gains liés à une participation sans contrôle de 130 millions de dollars en 2014 (gains de 66 millions de dollars en 2013; pertes de 21 millions de dollars en 2012).

³ Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 95 millions de dollars (55 millions de dollars après les impôts) au 31 décembre 2014. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

Les reclassements hors des autres éléments du résultat étendu inscrits à l'état consolidé des résultats se détaillent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ¹			Poste visé à l'état consolidé des résultats
	2014	2013	2012	
Couvertures de flux de trésorerie				
Installations énergétiques et gaz naturel	111	(44)	(201)	Produits (Énergie)
Intérêts	(16)	(16)	(18)	Intérêts débiteurs
	95	(60)	(219)	Total avant les impôts
	(40)	19	81	Charge d'impôts
	55	(41)	(138)	Déduction faite des impôts
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite				
Amortissement de la perte actuarielle et du coût des services passés ²	(25)	(34)	(22)	²
	7	11	–	Charge d'impôts
	(18)	(23)	(22)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation				
Bénéfice tiré des participations	(2)	(20)	5	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	–	5	(2)	Charge d'impôts
	(2)	(15)	3	Déduction faite des impôts

¹ Tous les montants entre parenthèses indiquent des charges constatées dans l'état consolidé des résultats.

² Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des avantages. Il y a lieu de se reporter à la note 22 pour un complément d'information.

22. AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

La société offre des régimes PD à ses employés. Les prestations de retraite payées aux termes des régimes PD prévoient le versement de prestations fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen le plus élevé sur trois années de service consécutives. À partir du départ à la retraite, les prestations de retraite payées aux termes du régime PD canadien sont majorées chaque année d'une fraction de la hausse de l'indice des prix à la consommation. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés, durée qui est d'environ neuf ans (neuf ans en 2013 et 2012).

La société offre également à ses employés un régime d'épargne au Canada, des régimes CD comportant des régimes 401(k) aux États-Unis et des avantages postérieurs au départ à la retraite autres que des prestations de retraite, soit des prestations de cessation d'emploi ainsi que des prestations en matière d'assurance-vie et de soins médicaux en sus de celles des régimes publics. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'espérance de vie des anciens employés, durée qui était d'environ 12 ans au 31 décembre 2014 (11 ans en 2013; 12 ans en 2012). En 2014, la société a passé en charges un montant de 37 millions de dollars (29 millions de dollars en 2013; 24 millions de dollars en 2012) relativement au régime d'épargne et aux régimes CD.

Les versements en trésorerie au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite, soit les montants en trésorerie versés par la société, s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2012
Régimes PD	73	79	83
Autres régimes d'avantages sociaux	6	6	7
Régimes d'épargne et CD	37	29	24
	116	114	114

Les lois canadiennes sur les régimes de retraite en vigueur permettent la capitalisation partielle pour satisfaire aux exigences liées à la solvabilité sur un certain nombre d'années par le truchement de lettres de crédit en remplacement des cotisations en espèces, jusqu'à certains seuils. Ainsi, en plus des cotisations en espèces susmentionnées, en 2014, la société a fourni une lettre de crédit de 47 millions de dollars pour le régime PD canadien (59 millions de dollars en 2013; 48 millions de dollars en 2012), pour un total de 181 millions de dollars fournis pour le régime PD canadien aux termes de lettres de crédit au 31 décembre 2014.

L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1^{er} janvier 2014, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2015.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2014	2013	2014	2013
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	2 224	2 142	191	186
Coût des services rendus	85	84	2	2
Intérêts débiteurs	113	96	10	7
Cotisations des employés	4	4	–	–
Prestations versées	(102)	(83)	(7)	(7)
Perte (gain) actuariel(le)	302	(39)	14	(2)
Variations du taux de change	32	20	6	5
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	2 658	2 224	216	191
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	2 152	1 825	35	32
Rendement réel des actifs des régimes	246	313	2	2
Cotisations de l'employeur ²	73	79	6	6
Cotisations des employés	4	4	–	–
Prestations versées	(102)	(83)	(7)	(7)
Variations du taux de change	25	14	3	2
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	2 398	2 152	39	35
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(260)	(72)	(177)	(156)

¹ L'obligation au titre des prestations pour les régimes à prestations déterminées de la société représente l'obligation au titre des prestations projetées. L'obligation au titre des prestations pour les régimes d'avantages postérieurs au départ à

la retraite de la société représente l'obligation au titre des prestations constituées pour les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite.

² À l'exclusion de lettres de crédit de 181 millions de dollars fournies pour le régime PD canadien à des fins de capitalisation (134 millions de dollars en 2013).

Les montants constatés au bilan de la société au titre des régimes PD et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2014	2013	2014	2013
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	–	–	14	16
Créditeurs et autres (note 13)	–	–	(7)	–
Autres passifs à long terme (note 14)	(260)	(72)	(184)	(172)
	(260)	(72)	(177)	(156)

Les montants présentés ci-dessous relativement aux régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés sont inclus dans l'obligation au titre des prestations et dans la juste valeur des actifs des régimes susmentionnés.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2014	2013	2014	2013
Obligation au titre des prestations projetées ¹	(2 658)	(2 224)	(191)	(172)
Juste valeur des actifs des régimes	2 398	2 152	–	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(260)	(72)	(191)	(172)

¹ L'obligation au titre des prestations projetées pour le régime de retraite diffère de l'obligation au titre des prestations constituées puisqu'elle comprend une hypothèse au sujet de la rémunération future.

L'obligation au titre des prestations constituées pour tous les régimes de retraite PD s'établissait à 2 437 millions de dollars au 31 décembre 2014 (2 039 millions de dollars en 2013).

La situation de capitalisation en fonction de l'obligation au titre des prestations constituées pour l'ensemble des régimes PD s'établit comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
Obligation au titre des prestations constituées	(2 437)	(2 039)
Juste valeur des actifs des régimes	2 398	2 152
Situation de capitalisation – (déficit) surplus des régimes	(39)	113

L'obligation au titre des prestations constituées et la juste valeur des actifs des régimes susmentionnées comprennent les montants suivants qui sont liés à des régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
Obligation au titre des prestations constituées	(715)	(569)
Juste valeur des actifs des régimes	597	537
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(118)	(32)

La ventilation moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite de la société et la ventilation ciblée par catégorie d'actifs s'établissent comme suit :

Catégorie d'actifs

aux 31 décembre	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée ¹
	2014	2013	2014
Titres d'emprunt	31 %	31 %	25 % à 35 %
Titres de participation	69 %	69 %	50 % à 70 %
Autres actifs	–	–	5 % à 15 %
	100 %	100 %	

¹ La ventilation ciblée a été révisée en novembre 2013 et l'agencement de placements est ajusté en conséquence.

Les titres d'emprunt et les titres de participation comprennent la dette et les actions ordinaires de la société, comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Pourcentage des actifs des régimes			
	2014	2013	2014	2013
Titres d'emprunt	1	2	0,1 %	0,1 %
Titres de participation	1	2	0,1 %	0,1 %

Les actifs des régimes de retraite sont gérés selon la méthode de la continuité de l'exploitation sous réserve des restrictions d'ordre législatif et sont diversifiés parmi les catégories d'actifs pour maximiser le rendement en fonction d'un niveau de risque acceptable. Les stratégies de composition des actifs tiennent compte des variables démographiques et peuvent inclure des titres de participation traditionnels et des titres d'emprunt ainsi que d'autres actifs tels que des infrastructures, des actions de sociétés fermées, des biens immobiliers et des instruments dérivés afin de diversifier le risque. Les instruments dérivés ne sont pas utilisés à des fins spéculatives et les instruments dérivés avec effet de levier sont interdits.

Tous les placements sont évalués à leur juste valeur au moyen des prix du marché. Lorsqu'il n'est pas possible de déterminer facilement la juste valeur par voie de référence aux prix généralement offerts, la juste valeur est déterminée au moyen de l'analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie ajustée en fonction du risque et par comparaison à des actifs semblables cotés en bourse. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 1 est déterminée en fonction des prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs identiques auxquels la société avait accès à la date d'évaluation. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 2 est déterminée au moyen de techniques d'évaluation, notamment des modèles d'établissement du prix des options et l'extrapolation de données importantes, qui peuvent être observées, directement ou indirectement. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 3 est déterminée selon l'approche marché en fonction de données qui ne sont pas observables mais qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur en général. Il y a lieu de se reporter à la note 23 pour un complément d'information sur la hiérarchie de la juste valeur.

Le tableau qui suit présente les actifs des régimes PD et d'avantages postérieurs au départ à la retraite évalués à la juste valeur qui ont été répartis dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie de la juste valeur.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)		Autres données importantes observables (niveau 2)		Données importantes non observables (niveau 3)		Total		Pourcentage du portefeuille total	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Catégorie d'actifs										
Trésorerie et équivalents de trésorerie	20	17	–	–	–	–	20	17	1 %	1 %
Titres de participation :										
Canada	361	474	142	170	–	–	503	644	21 %	29 %
États-Unis	516	423	35	37	–	–	551	460	23 %	21 %
International	218	36	147	330	–	–	365	366	15 %	17 %
Mondial	–	–	141	14	–	–	141	14	6 %	1 %
Marchés émergents	7	–	80	–	–	–	87	–	3 %	–
Titres à revenu fixe :										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	–	–	218	190	–	–	218	190	9 %	9 %
Provincial	–	–	180	154	–	–	180	154	7 %	7 %
Municipal	–	–	7	6	–	–	7	6	–	–
Entreprises	–	–	76	77	–	–	76	77	3 %	3 %
Obligations des États-Unis :										
État	–	–	47	33	–	–	47	33	2 %	2 %
Entreprises	–	–	59	48	–	–	59	48	2 %	2 %
International :										
Entreprises	–	–	14	20	–	–	14	20	1 %	1 %
Titres adossés à des créances immobilières										
	–	–	39	26	–	–	39	26	2 %	1 %
Autres placements :										
Fonds de capital-investissement	–	–	–	–	13	18	13	18	–	1 %
Dépôts	117	114	–	–	–	–	117	114	5 %	5 %
	1 239	1 064	1 185	1 105	13	18	2 437	2 187	100 %	100 %

Le tableau qui suit présente la variation nette dans la catégorie de juste valeur de niveau 3 :

(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Fonds de capital- investissement
Solde au 31 décembre 2012	19
Achats et ventes	(4)
Gains réalisés et non réalisés	3
Solde au 31 décembre 2013	18
Achats et ventes	(7)
Gains réalisés et non réalisés	2
Solde au 31 décembre 2014	13

En 2015, la société prévoit que ses cotisations au titre de la capitalisation des régimes PD totaliseront environ 70 millions de dollars, alors que ses cotisations aux régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite ainsi qu'au régime d'épargne et aux régimes CD seront d'environ respectivement 7 millions de dollars et 36 millions de dollars. La société prévoit fournir une autre lettre de crédit d'un montant estimatif supplémentaire de 35 millions de dollars pour le régime PD canadien afin de satisfaire aux exigences liées à la solvabilité.

Le tableau ci-après présente les prestations de retraite futures estimatives, qui reflètent les années de service futures prévues :

(en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite
2015	102	8
2016	108	8
2017	114	9
2018	120	9
2019	127	10
Période de 2020 à 2024	728	51

Le taux d'actualisation des obligations au titre des régimes de retraite et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite est fondé sur la courbe de rendement des obligations d'entreprise jouissant d'une cote AA au 31 décembre 2014. Cette courbe de rendement est utilisée pour déterminer les taux au comptant qui varient en fonction de la durée des obligations. Les flux de trésorerie futurs estimatifs relativement aux obligations au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite ont été appariés aux taux correspondants de la courbe des taux au comptant afin d'obtenir un taux d'actualisation moyen pondéré.

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les obligations de la société au titre des prestations et avantages sont les suivantes :

aux 31 décembre	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2014	2013	2014	2013
Taux d'actualisation	4,15 %	4,95 %	4,20 %	5,00 %
Taux de croissance de la rémunération	3,15 %	3,15 %	-	-

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les coûts nets pour la société des régimes d'avantages sociaux sont les suivantes :

exercices clos les 31 décembre	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Taux d'actualisation	4,95 %	4,35 %	5,05 %	5,00 %	4,35 %	5,10 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,90 %	6,70 %	6,70 %	4,60 %	4,60 %	6,40 %
Taux de croissance de la rémunération	3,15 %	3,15 %	3,15 %	–	–	–

Le taux de rendement global prévu à long terme des actifs des régimes est fondé sur les taux de rendement historiques et projetés du portefeuille dans son ensemble et de chaque catégorie d'actifs du portefeuille. Les taux de rendement projetés présumés sont choisis à la suite de l'analyse des données historiques et des estimations futures quant au niveau et à la volatilité du rendement. Le taux de rendement repère par catégorie d'actifs, la composition des actifs ainsi que les paiements de prestations prévus à partir des actifs des régimes interviennent également dans la détermination du taux de rendement global prévu. Le taux d'actualisation est fondé sur les taux d'intérêt sur le marché pour des obligations de premier ordre correspondant à l'échéance et au versement prévu de prestations aux termes de chaque régime.

Pour les besoins de l'évaluation, le taux moyen de croissance annuelle hypothétique du coût des soins de santé couverts par participant a été fixé à 7,5 % pour 2015. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 5 % en 2020 et demeurera à ce niveau par la suite. L'incidence d'une variation de 1 % dans les tendances présumées des coûts liés aux soins de santé se présente comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	Augmentation	Diminution
Incidence sur le total des composantes coût des services rendus et intérêts débiteurs	1	(1)
Incidence sur l'obligation au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite	14	(12)

Le coût net des avantages sociaux pour la société se présente comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Coût des services rendus	85	84	66	2	2	2
Intérêts débiteurs	113	96	94	10	7	8
Rendement prévu des actifs des régimes	(139)	(120)	(113)	(2)	(2)	(2)
Amortissement de la perte actuarielle	21	30	18	2	2	1
Amortissement du coût des services passés	2	2	2	–	–	1
Amortissement de l'actif réglementaire	18	30	19	1	1	1
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	–	–	–	2	2	2
Coût net des avantages constatés	100	122	86	15	12	13

Les montants avant les impôts constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014		2013		2012	
	Prestations de retraite	Avantages postérieurs au départ à la retraite	Prestations de retraite	Avantages postérieurs au départ à la retraite	Prestations de retraite	Avantages postérieurs au départ à la retraite
Perte nette	354	40	236	32	362	33
Coût des prestations au titre des services passés	2	1	3	1	5	2
	356	41	239	33	367	35

La perte nette et les coûts des prestations au titre des services passés estimatifs pour les régimes PD qui seront amortis du cumul des autres éléments du résultat étendu par imputation au coût périodique net des prestations en 2015 s'établissent à respectivement 27 millions de dollars et 2 millions de dollars. La perte nette et les coûts des prestations au titre des services passés estimatifs pour les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite qui seront amortis du cumul des autres éléments du résultat étendu par imputation au coût périodique net des prestations en 2015 s'établissent à respectivement 2 millions de dollars et néant.

Les montants avant les impôts constatés dans les autres éléments du résultat étendu s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014		2013		2012	
	Prestations de retraite	Avantages postérieurs au départ à la retraite	Prestations de retraite	Avantages postérieurs au départ à la retraite	Prestations de retraite	Avantages postérieurs au départ à la retraite
Amortissement de la perte nette reclassé du cumul des autres éléments du résultat étendu aux autres éléments du résultat étendu	(21)	(2)	(30)	(2)	(19)	(1)
Amortissement des coûts au titre des services passés reclassé du cumul des autres éléments du résultat étendu aux autres éléments du résultat étendu	(2)	–	(2)	–	(2)	–
Ajustement de la situation de capitalisation	137	9	(96)	–	99	5
	114	7	(128)	(2)	78	4

23. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Aperçu de la gestion des risques

TCPL est exposée au risque de marché et au risque de crédit lié aux contreparties, et la société a mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but de gérer leur incidence sur le résultat, les flux de trésorerie et, ce faisant, la valeur actionnariale.

Les stratégies, politiques et limites de gestion des risques sont conçues pour assurer que les risques assumés par TCPL et les risques connexes sont conformes aux objectifs commerciaux de la société et à sa tolérance aux risques. Le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties sont gérés à l'intérieur des limites établies par le conseil d'administration de la société et mises en application par la haute direction; ils font l'objet d'une surveillance de la part des groupes de la gestion des risques et d'audit interne de la société. Le comité d'audit du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect de ses politiques et procédures de gestion du risque de marché et du risque de crédit lié aux contreparties et sa façon d'évaluer la pertinence du cadre de gestion des risques. Le comité d'audit est appuyé à ce titre par le personnel d'audit interne qui effectue au besoin des examens réguliers et ponctuels des contrôles et procédures de gestion des risques et qui lui en communique les résultats.

Risque de marché

La société aménage des projets d'infrastructures énergétiques ou y investit, elle achète et vend des produits énergétiques de base, émet des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et elle investit dans des établissements à l'étranger. En raison de certaines de ces activités, la société est exposée à des risques de marché découlant des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt, qui peuvent influencer sur le résultat de la société et sur la valeur des instruments financiers qu'elle détient.

La société a recours aux instruments dérivés dans le cadre de sa stratégie de gestion des risques en général afin de contribuer à gérer les risques de marché qui découlent de ces activités. Ces contrats d'instruments dérivés peuvent être constitués de ce qui suit :

- Contrats à terme – contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base donné à un prix spécifié à une date future. TCPL a recours à des contrats à terme de gré à gré et normalisés visant le change et les produits de base pour gérer l'incidence de la volatilité 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. La société conclut 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 spécifique d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée, soit à n'importe quel moment pendant une période précise. La société conclut 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.

Risque lié au prix des produits de base

La société est exposée aux fluctuations du prix des produits de base dans le cadre de ses activités commerciales courantes, plus particulièrement en ce qui a trait aux prix de l'électricité et du gaz naturel. Un certain nombre de stratégies sont utilisées pour gérer ces risques, notamment :

- Conformément à sa stratégie en matière de gestion des risques généraux, la société conclut des contrats de vente à prix fixe à moyen terme ou à long terme pour une partie de ses approvisionnements en électricité prévus, tout en conservant une quantité qui ne fait pas l'objet de contrats de vente pour gérer les risques liés à l'exploitation et au prix de son portefeuille d'actifs.

- La société achète une partie du gaz naturel requis pour ses centrales électriques ou elle conclut des contrats qui lui permettent d'établir le prix de vente de l'électricité en fonction du coût du gaz naturel, en se garantissant une marge par le fait même.
- Pour répondre à ses engagements de ventes d'électricité, la société produit de l'électricité ou achète de l'électricité aux termes de contrats, ce qui réduit par le fait même son exposition aux fluctuations des prix des produits de base.
- Pour gérer les risques de prix auxquels elle est exposée relativement aux produits de base pour l'électricité et le gaz naturel en raison de certains accords assortis de prix fixes ou variables fondés sur divers indices de prix et points de livraison, la société négocie des positions compensatrices, ou adossées, en ayant recours à des instruments dérivés.

Risque lié au prix des stocks de gaz naturel

TCPL gère l'exposition de son entreprise non réglementée de stockage de gaz naturel aux écarts saisonniers des prix du gaz naturel en assurant la couverture économique de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers ainsi que d'opérations d'achat et de vente de gaz naturel exclusif. Puisque TCPL conclut simultanément un achat à terme de gaz naturel pour injection dans les stocks et une vente à terme compensatoire de gaz naturel en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, les marges positives futures sont garanties et le risque lié aux fluctuations des prix du gaz naturel est de ce fait annulé. Les gains et les pertes non réalisés liés aux ajustements de la juste valeur des contrats à terme constatés pour chacune des périodes ne sont pas nécessairement représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

Risque de change et de taux d'intérêt

Le risque de change et de taux d'intérêt découle des fluctuations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des instruments financiers en raison des variations des taux de change ou des taux d'intérêt.

Une partie du résultat de TCPL provenant des secteurs des gazoducs, des pipelines de liquides et de l'énergie est générée en dollars US et, de ce fait, la fluctuation de la devise canadienne comparativement à la devise américaine peut influencer sur le bénéfice net de TCPL. Compte tenu de l'expansion des activités de la société libellées en dollars US, le risque lié aux fluctuations des taux de change s'accroît, mais il est annulé en partie par la hausse des intérêts débiteurs libellés en dollars US et par l'utilisation d'instruments dérivés portant sur les taux de change.

La société gère les risques de change et de taux d'intérêt liés à d'autres opérations libellées en dollars US, y compris ceux qui peuvent être attribuables à certains de ses actifs réglementés, en ayant recours à des instruments dérivés portant sur le change et sur les taux d'intérêt. Le cas échéant, certains des gains et des pertes réalisés sur ces instruments dérivés seraient reportés à titre d'actifs et de passifs réglementaires jusqu'à ce qu'ils soient recouverts auprès des expéditeurs ou qu'ils soient payés à ces derniers.

La dette de TCPL est assortie d'un taux d'intérêt variable et, par conséquent, la société est assujettie au risque de taux d'intérêt sur les flux de trésorerie. Pour gérer son exposition à ce risque, la société a recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options.

Investissement net dans des établissements étrangers

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

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	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)

Instruments dérivés désignés comme couverture de l'investissement net

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2014		2013	
	Juste valeur¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur¹	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 se rapprochent des valeurs comptables.

² Les intérêts débiteurs de 2014 comprennent 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.

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
Autres actifs à court terme (note 5)	5	5
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	1	–
Créditeurs et autres (note 13)	(155)	(50)
Autres passifs à long terme (note 14)	(310)	(167)
	(459)	(212)

Risque de crédit lié aux contreparties

Le risque de crédit lié aux contreparties représente la perte financière que la société subirait si une contrepartie à un instrument financier ne parvenait pas à remplir ses obligations conformément aux modalités et aux conditions du contrat ou de l'entente connexe conclu avec la société.

Pour gérer ce risque, la société a recours à des techniques de gestion du crédit reconnues, entre autres :

- faire affaire avec des contreparties solvables – une grande partie des risques de crédit liés aux contreparties de la société 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;
- établir un montant limite pour toute opération avec une contrepartie de TCPL – la société surveille et gère la concentration du risque de crédit lié aux contreparties et elle réduit son exposition à ce risque au besoin et lorsque la réduction est permise aux termes des contrats;
- avoir recours à des accords de compensation et obtenir des garanties financières telles que des cautionnements, des lettres de crédit ou des liquidités, lorsque les circonstances le justifient.

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

Au 31 décembre 2014, le risque lié aux contreparties maximal de TCPL en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait aux débiteurs, aux placements en portefeuille constatés à leur juste valeur, à la juste valeur des actifs dérivés et aux billets, prêts et avances à recevoir. La société passe en revue ses débiteurs régulièrement et constate une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Au 31 décembre 2014, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur ni aucune créance irrécouvrable importante au cours de l'exercice. La concentration du risque de crédit de la société à recevoir d'une contrepartie donnée était de 258 millions de dollars (222 millions de dollars US) et de 240 millions de dollars (225 millions de dollars US) respectivement aux 31 décembre 2014 et 2013. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie, laquelle possède une cote de solvabilité élevée.

TCPL est exposée à d'importants risques de crédit et d'exécution liés aux établissements financiers puisque ces derniers détiennent des dépôts au comptant, fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour 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.

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 de la société, 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.

Justes valeurs des instruments financiers non dérivés

La juste valeur des billets à recevoir de la société 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 bénéfiques 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 aux 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 non dérivés.

La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les montants à recevoir de sociétés affiliées, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créditeurs et autres, les montants à payer à des sociétés affiliées, les intérêts courus et les autres passifs à long terme se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme, et ils seraient classés au niveau 2 de la hiérarchie de la juste valeur.

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

Le tableau ci-après présente la juste valeur des instruments financiers non dérivés, exception faite de ceux dont la valeur comptable est égale à la juste valeur, qui seraient classés dans le niveau 2 de la hiérarchie de la juste valeur.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014		2013	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Billets à recevoir et autres ¹	213	263	226	269
Actifs disponibles à la vente ²	62	62	47	47
Dette à court terme et à long terme ^{3,4} (note 15)	(24 757)	(28 713)	(22 865)	(26 134)
Billets subordonnés de rang inférieur (note 17)	(1 160)	(1 157)	(1 063)	(1 093)
	(25 642)	(29 545)	(23 655)	(26 911)

¹ Les billets à recevoir sont inclus dans les autres actifs à court terme et les actifs incorporels et autres actifs au bilan consolidé.

² Les actifs disponibles à la vente sont inclus dans les actifs incorporels et autres actifs au bilan consolidé.

³ La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 400 millions de dollars US (200 millions de dollars US en 2013) attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.

⁴ Le bénéfice net consolidé de 2014 comprend des pertes de 3 millions de dollars (pertes de 5 millions de dollars en 2013) au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant la dette à long terme de 400 millions de dollars US au 31 décembre 2014 (200 millions de dollars US en 2013). Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

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 bénéfiques qui repose sur les taux du marché à la fin de l'exercice et applique un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel, ainsi que des actifs disponibles à la vente, est calculée aux cours du marché s'ils sont disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou selon d'autres techniques d'évaluation sont utilisés. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit.

Dans certains cas, bien que les instruments dérivés soient considérés comme des couvertures économiques efficaces, ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture ou ils ne sont pas désignés en tant que couverture et ils sont inscrits à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle surviennent les variations. Pour cette raison, la société peut être exposée à une variabilité accrue du bénéfice présenté puisque la juste valeur des instruments dérivés peut fluctuer beaucoup d'une période à l'autre.

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 canadiens)	2014	2013
Autres actifs à court terme (note 5)	409	395
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	93	112
Créditeurs et autres (note 13)	(749)	(357)
Autres passifs à long terme (note 14)	(411)	(255)
	(658)	(105)

Sommaire des instruments dérivés pour 2014

Le sommaire ci-après n'inclut pas les couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers.

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Justes valeurs ²				
Actifs	362 \$	69 \$	1 \$	4 \$
Passifs	(391)\$	(103)\$	(32)\$	(4)\$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Achats	42 097	60	–	–
Ventes	35 452	38	–	–
En dollars US	–	–	1 374 US	100 US
Pertes nettes non réalisées de l'exercice ⁴	(5)\$	(35)\$	(20)\$	– \$
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de l'exercice ⁴	(39)\$	11 \$	(28)\$	– \$
Dates d'échéance	2015-2019	2015-2020	2015	2015-2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{5,6}				
Justes valeurs ²				
Actifs	57 \$	– \$	– \$	3 \$
Passifs	(163)\$	– \$	– \$	(2)\$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Achats	11 120	–	–	–
Ventes	3 977	–	–	–
En dollars US	–	–	–	550 US
Gains nets réalisés de l'exercice ⁴	130 \$	– \$	– \$	4 \$
Dates d'échéance	2015-2019	–	–	2015-2018

¹ La majeure partie des instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et ces derniers sont tous visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

² La juste valeur est égale à la valeur comptable.

³ Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés en GWh et en Gpi³ respectivement.

⁴ Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de 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. La tranche 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.

⁵ Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 3 millions de dollars et une valeur nominale de 400 millions de dollars US. En 2014, le

montant des gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur s'établissait à 7 millions de dollars et était inclus dans les intérêts débiteurs. En 2014, la société n'avait constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

- ⁶ En 2014, 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 produise pas.

Sommaire des instruments dérivés pour 2013

Le sommaire ci-après n'inclut pas les couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers.

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Justes valeurs ²				
Actifs	265 \$	73 \$	– \$	8 \$
Passifs	(280)\$	(72)\$	(12)\$	(7)\$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Achats	29 301	88	–	–
Ventes	28 534	60	–	–
En dollars CA	–	–	–	400
En dollars US	–	–	1 015 US	100 US
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de l'exercice ⁴	19 \$	17 \$	(10)\$	– \$
Pertes nettes réalisées de l'exercice ⁴	(49)\$	(13)\$	(9)\$	– \$
Dates d'échéance	2014-2017	2014-2016	2014	2014-2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{5,6}				
Justes valeurs ²				
Actifs	150 \$	– \$	– \$	6 \$
Passifs	(22)\$	– \$	(1)\$	(1)\$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Achats	9 758	–	–	–
Ventes	6 906	–	–	–
En dollars US	–	–	16 US	350 US
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de l'exercice ⁴	(19)\$	(2)\$	– \$	5 \$
Dates d'échéance	2014-2018	–	2014	2015-2018

¹ La majeure partie des instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et ces derniers sont tous visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

² La juste valeur est égale à la valeur comptable.

³ Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi³.

⁴ Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de 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. La tranche 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.

- ⁵ Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 5 millions de dollars et une valeur nominale de 200 millions de dollars US. En 2013, le montant des gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur s'établissait à 6 millions de dollars et était inclus dans les intérêts débiteurs. En 2013, la société n'avait constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- ⁶ 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 produise pas.

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 21) liés à des opérations de couverture de flux de trésorerie s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2014	2013
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹		
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 ²	(114)	40
Gaz naturel ²	3	4
Intérêts ³	16	16
	(95)	60
(Pertes) gains sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice net (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.

² Montant constaté dans les produits du secteur de l'énergie à l'état consolidé des résultats.

³ Montant constaté dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats.

Compensation des instruments dérivés

La société conclut des contrats d'instruments dérivés assortis d'un droit de compensation dans le cours normal des affaires ainsi qu'en cas de défaut. TCPL ne dispose d'aucun accord de compensation cadre, mais elle conclut des contrats semblables renfermant des droits de compensation. La société a choisi de présenter au bilan la juste valeur des montants bruts des instruments dérivés assortis d'un droit de compensation. Le

tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats :

au 31 décembre 2014 (en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Électricité	419	(330)	89
Gaz naturel	69	(57)	12
Change	7	(7)	–
Intérêts	7	(1)	6
	502	(395)	107
Instruments dérivés – passifs			
Électricité	(554)	330	(224)
Gaz naturel	(103)	57	(46)
Change	(497)	7	(490)
Intérêts	(6)	1	(5)
	(1 160)	395	(765)

¹ Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

Le tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats au 31 décembre 2013 :

au 31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Électricité	415	(277)	138
Gaz naturel	73	(61)	12
Change	5	(5)	–
Intérêts	14	(2)	12
	507	(345)	162
Instruments dérivés – passifs			
Électricité	(302)	277	(25)
Gaz naturel	(72)	61	(11)
Change	(230)	5	(225)
Intérêts	(8)	2	(6)
	(612)	345	(267)

¹ Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

Pour ce qui est de tous les arrangements financiers, y compris les instruments dérivés présentés ci-dessus, au 31 décembre 2014, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 459 millions de

dollars (67 millions de dollars en 2013) et des lettres de crédit de 26 millions de dollars (85 millions de dollars en 2013). La société détenait une garantie en trésorerie de 1 million de dollars (11 millions de dollars en 2013) et des lettres de crédit de 1 million de dollars (32 millions de dollars en 2013) fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs au 31 décembre 2014.

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les instruments dérivés qui ont pour objet de gérer le risque de marché comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui permettent aux parties de gérer le risque de crédit. Ces dispositions pourraient exiger que des garanties soient fournies si un événement lié au risque de crédit devait se produire, tel que la révision à la baisse de la cote de crédit de la société à un niveau de catégorie spéculative.

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 31 décembre 2014, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 15 millions de dollars (16 millions de dollars en 2013), et la société a 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, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 15 millions de dollars (16 millions de dollars en 2013). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

La société dispose de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

Hiérarchie des justes valeurs

Les actifs et les passifs financiers de la société constatés à la juste valeur sont classés dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie des justes valeurs.

Niveaux	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société avait accès à la date d'évaluation.
Niveau 2	<p>Évaluations fondées sur l'extrapolation de données autres que les prix cotés inclus dans le niveau 1, pour lesquelles toutes les données importantes peuvent être observées directement ou indirectement.</p> <p>Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement de prix et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe.</p> <p>Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche bénéfices et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base pour l'électricité et le gaz naturel lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche marché.</p> <p>En présence d'une évolution des conditions du marché, des transferts entre le niveau 1 et le niveau 2 auraient lieu.</p>
Niveau 3	<p>Évaluation des actifs et des passifs selon l'approche marché en fonction de l'extrapolation de données qui ne sont pas observables ou lorsque les données observables n'appuient pas une partie importante de la juste valeur des instruments dérivés. Cette catégorie comprend les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible et les données peuvent comprendre des évaluations de courtiers à long terme.</p> <p>Les prix de l'électricité à long terme peuvent aussi être estimés au moyen d'un outil de modélisation d'une tierce partie qui tient compte de certaines caractéristiques physiques d'exploitation des centrales se trouvant dans les marchés où la société exerce ses activités. Le modèle utilise des données fondamentales du marché, telles que le prix du combustible, les ajouts et les retraits d'approvisionnements en électricité, la demande d'électricité, les conditions hydrologiques saisonnières et les contraintes liées au transport. Les prix du gaz naturel à long terme en Amérique du Nord peuvent être estimés en fonction de perspectives relatives à l'offre et à la demande futures de gaz naturel ainsi que des coûts d'exploration et de mise en valeur. Toute baisse importante des prix du combustible ou de la demande d'électricité ou de gaz naturel, toute hausse de l'offre d'électricité ou de gaz naturel ou un petit nombre de transactions sur des marchés à plus faible liquidité devraient ou pourraient donner lieu à une évaluation inférieure de la juste valeur des contrats inclus dans le niveau 3.</p> <p>Les actifs et les passifs évalués à la juste valeur peuvent fluctuer entre le niveau 2 et le niveau 3 selon la proportion de la valeur du contrat dont la durée se prolonge au-delà de la période pour laquelle il est jugé que les données importantes sont observables. Lorsqu'ils approchent de leur échéance et que les données de marché observables deviennent disponibles, les contrats sont transférés du niveau 3 au niveau 2.</p>

La juste valeur des actifs et des passifs de la société déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme pour 2014, est classée comme suit :

au 31 décembre 2014 (en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)¹	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	–	417	2	419
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	40	24	5	69
Contrats de change	–	7	–	7
Contrats sur taux d'intérêt	–	7	–	7
Passifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	–	(551)	(3)	(554)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(86)	(17)	–	(103)
Contrats de change	–	(497)	–	(497)
Contrats sur taux d'intérêt	–	(6)	–	(6)
Instruments financiers non dérivés :				
Actifs disponibles à la vente	–	62	–	62
	(46)	(554)	4	(596)

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

La juste valeur des actifs et des passifs de la société déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme pour 2013, est classée comme suit :

au 31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)¹	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	–	411	4	415
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	48	25	–	73
Contrats de change	–	5	–	5
Contrats sur taux d'intérêt	–	14	–	14
Passifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	–	(299)	(3)	(302)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(50)	(22)	–	(72)
Contrats de change	–	(230)	–	(230)
Contrats sur taux d'intérêt	–	(8)	–	(8)
Instruments financiers non dérivés :				
Actifs disponibles à la vente	–	47	–	47
	(2)	(57)	1	(58)

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Le tableau qui suit présente la variation nette de la juste valeur des actifs et des passifs dérivés classés dans le niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs :

(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2014	2013
Solde au début de l'exercice	1	(2)
Transferts du niveau 3	–	(2)
Total des gains (pertes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net	3	(1)
Total des gains comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	–	6
Solde à la fin de l'exercice¹	4	1

¹ Les produits du secteur de l'énergie comprennent des gains non réalisés de 3 millions de dollars (néant en 2013) attribuables à des instruments dérivés de la catégorie de niveau 3 toujours détenus au 31 décembre 2014.

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu respectivement à une baisse ou à une hausse de 1 million de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 31 décembre 2014.

24. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2012
(Augmentation) diminution des débiteurs	(205)	(60)	50
(Augmentation) diminution des stocks	(27)	(30)	27
(Augmentation) diminution des autres actifs à court terme	(386)	40	64
Augmentation (diminution) des créditeurs et autres	393	(291)	146
Augmentation des intérêts courus	36	7	–
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(189)	(334)	287

25. ACQUISITIONS ET CESSIONS

Énergie

Énergie solaire en Ontario

Dans le cadre d'une convention d'achat conclue en 2011 avec Canadian Solar Solutions Inc., TCPL a réalisé l'acquisition de trois centrales d'énergie solaire en Ontario en contrepartie de 181 millions de dollars en septembre 2014 et s'est portée acquéreur d'une quatrième centrale au prix de 60 millions de dollars en décembre 2014. En 2013, TCPL a réalisé l'acquisition de quatre centrales d'énergie solaire en contrepartie de 216 millions de dollars. L'investissement total de TCPL dans les huit centrales d'énergie solaire est de 457 millions de dollars. Toute l'électricité produite par les centrales d'énergie solaire est vendue à l'Office de l'électricité de l'Ontario aux termes de CAE de 20 ans.

Cancarb

Le 15 avril 2014, TCPL a vendu Cancarb Limited et son installation connexe de production d'électricité pour un produit brut global de 190 millions de dollars. Un complément d'information sur cette vente est présenté à la note 6.

CrossAlta

En décembre 2012, TCPL avait acheté la participation de 40 % de BP dans les actifs de l'installation de Crossfield Gas Storage et la participation de BP dans CrossAlta Gas Storage & Services Ltd. (collectivement,

« CrossAlta ») en contrepartie de 214 millions de dollars en trésorerie, déduction faite de la trésorerie acquise, et la société détient et exploite désormais 100 % de ces installations.

La société a évalué les actifs et les passifs acquis à leur juste valeur et l'opération n'a donné lieu à aucun écart d'acquisition. TCPL a commencé à consolider les résultats de CrossAlta dès la réalisation de l'opération. Avant l'acquisition, TCPL suivait la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour sa participation de 60 % dans CrossAlta.

Gazoducs

TC PipeLines, LP

Le 1^{er} octobre 2014, TCPL a réalisé la vente de sa participation résiduelle de 30 % dans Bison Pipeline LLC (« Bison LLC ») à TC PipeLines, LP pour un prix d'achat global de 215 millions de dollars US.

En juillet 2013, TCPL a réalisé la vente d'une participation de 45 % dans GTN LLC et dans Bison LLC à TC PipeLines, LP à un prix d'achat global de 1,05 milliard de dollars US. Le prix d'achat comprenait une dette à long terme de 146 millions de dollars US, soit 45 % de l'encours de la dette de GTN LLC, ainsi que les ajustements de clôture habituels. GTN LLC et Bison LLC détiennent respectivement les gazoducs GTN et Bison.

En mai 2013, TC PipeLines, LP a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 8 855 000 parts ordinaires au prix de 43,85 \$ US la part, pour un produit brut d'environ 388 millions de dollars US et un produit net de 373 millions de dollars US après les frais d'émission. TCPL a investi un montant supplémentaire d'environ 8 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité de 2 %, mais elle n'a pas acheté d'autres parts. À la suite de cette émission, la participation de TCPL dans TC PipeLines, LP a été ramenée de 33,3 % à 28,9 % et un gain de dilution de 29 millions de dollars après les impôts (47 millions de dollars avant les impôts) a été constaté dans le surplus d'apport.

Gas Pacifico/INNERGY

Le 26 novembre 2014, TCPL a vendu ses participations comptabilisées à la valeur de consolidation de 30 % dans Gas Pacifico et INNERGY pour un produit brut global de 9 millions de dollars et constaté un gain de 9 millions de dollars (8 millions de dollars après les impôts).

26. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Contrats de location-exploitation

Déduction faite des encaissements au titre des contrats de sous-location, les versements annuels futurs aux termes des contrats de location-exploitation de la société pour divers bureaux, services et matériel s'établissent approximativement comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Paiements minimums au titre des contrats de location	Montants recouvrables aux termes des contrats de sous-location	Paiements nets
2015	348	48	300
2016	335	47	288
2017	335	48	287
2018	250	27	223
2019	232	23	209
2020 et par la suite	407	20	387
	1 907	213	1 694

Les contrats de location-exploitation des bureaux, services et matériel viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2052. Certains contrats de location-exploitation comportent une option de renouvellement pour des périodes allant de un an à cinq ans. Les charges de location nettes liées aux contrats de location-exploitation en 2014 se sont élevées à 114 millions de dollars (98 millions de dollars en 2013; 84 millions de dollars en 2012).

Dans le contexte des CAE en Alberta, les engagements de TCPL 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 le tableau qui précède. Les paiements variables ont été exclus puisque ces paiements dépendent de la capacité disponible des centrales et d'autres facteurs. La quote-part de TCPL des paiements aux termes des CAE en 2014 était de 391 millions de dollars (242 millions de dollars en 2013; 238 millions de dollars en 2012). Les capacités de production et les dates d'échéance des CAE s'établissent comme suit :

	MW	Date d'échéance
Sundance A	560	31 décembre 2017
Sheerness	756	31 décembre 2020

TCPL et les sociétés lui étant affiliées ont passé des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme, et elles ont conclu des ententes visant d'autres obligations d'achat, dans tous les cas aux prix du marché et dans le cours normal des affaires.

Autres engagements

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations comprennent les obligations liées à la construction des projets de croissance et sont fondés sur l'exécution des projets selon les prévisions. Si ces projets devaient être modifiés, voire annulés, les engagements seraient réduits, et peut-être même éliminés, dans le contexte de mesures d'atténuation des coûts.

Au 31 décembre 2014, TCPL devait engager, dans le secteur des gazoducs, des dépenses en immobilisations totalisant environ 0,9 milliard de dollars (1,3 milliard de dollars en 2013), principalement pour les coûts des travaux de construction liés aux projets de gazoducs au Mexique et à d'autres projets de gazoducs.

Au 31 décembre 2014, la société devait engager, dans le secteur des pipelines de liquides, des dépenses en immobilisations totalisant environ 1,8 milliard de dollars (2,5 milliards de dollars en 2013) principalement pour les coûts de construction des pipelines Keystone XL, Grand Rapids et Northern Courier.

Au 31 décembre 2014, la société devait engager, dans le secteur de l'énergie, des dépenses en immobilisations d'environ 0,2 milliard de dollars (0,1 milliard de dollars en 2013) se rapportant principalement aux dépenses en immobilisations pour la centrale de Napanee.

Éventualités

TCPL est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2014, la société avait constaté quelque 31 millions de dollars (32 millions de dollars en 2013; 37 millions de dollars en 2012) relativement aux installations en exploitation. Les montants constatés représentent la valeur actualisée de l'estimation du montant qu'elle prévoit engager dans l'avenir pour remettre ces lieux en état. Cependant, des évaluations supplémentaires et les travaux de remise en état qui se poursuivent pourraient donner lieu à des obligations supplémentaires.

TCPL et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice et procédures d'arbitrage dans le cadre de leurs activités courantes. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces instances et poursuites, la direction estime que leur règlement n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Garanties

TCPL et son partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC »), ont individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce B relativement à un contrat de location, aux services contractuels et aux services de fournisseurs. En outre, TCPL et BPC ont individuellement garanti la moitié de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce A liées à une entente de sous-location ainsi qu'à certaines autres obligations financières. Le risque de la société aux termes de certaines de ces garanties est illimité.

Outre les garanties pour Bruce Power, la société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont soit i) conjointement et solidairement, ii) conjointement ou iii) solidairement garanti la performance financière de ces entités, principalement dans le contexte du réacheminement du gaz naturel, des paiements dans le cadre de CAE et du paiement des obligations. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TCPL, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

La valeur comptable de ces garanties est incluse dans les autres passifs à long terme. Les renseignements sur les garanties de la société s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Échéance	2014		2013	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2019 ²	634	6	740	8
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2040	104	14	51	10
		738	20	791	18

¹ Quote-part de TCPL à l'égard du risque estimatif actuel ou conditionnel.

² Exception faite d'une garantie qui n'a aucune date d'échéance.

27. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les montants qui suivent sont inclus dans le montant à recevoir de sociétés affiliées.

(en millions de dollars canadiens)	Date d'échéance	2014		2013	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif
Billets à escompte ¹	2015	2 597	1,3 %	2 721	1,3 %
Facilité de crédit ²		245	3,0 %	–	–
		2 842		2 721	

¹ Émission en faveur de TransCanada. L'intérêt sur les billets à escompte est équivalent aux taux courants pour le papier commercial.

² Émission en faveur de TransCanada. Cette facilité est remboursable à vue et porte intérêt au taux préférentiel annuel de La Banque Royale du Canada.

En 2014, les intérêts créditeurs comprenaient un montant 37 millions de dollars en raison de prêts intersociétés à TransCanada (38 millions de dollars en 2013; 41 millions de dollars en 2012).

Au 31 décembre 2014, les créditeurs comprenaient un montant de 59 millions de dollars à recevoir de TransCanada (43 millions de dollars au 31 décembre 2013).

Les montants qui suivent sont inclus dans le montant à payer à des sociétés affiliées.

(en millions de dollars canadiens)	Date d'échéance	2014		2013	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif
Facilité de crédit ¹	2016	866	3,8 %	865	3,8 %
Facilité de crédit ²		–	–	574	3,0 %
		866		1 439	

¹ TransCanada détient une facilité de crédit non garantie de 3,5 milliards de dollars auprès d'une filiale de TCPL. L'intérêt sur cette facilité est imputé au taux préférentiel de Reuters majoré de 75 points de base.

² TCPL a établi auprès de TransCanada une facilité de crédit renouvelable et remboursable à vue de 2,0 milliards de dollars (ou l'équivalent en dollars US). Cette facilité porte intérêt au taux préférentiel annuel de la Banque Royale du Canada, ou au taux de base annuel aux États-Unis. Elle peut être résiliée en tout temps par TransCanada à son gré.

En décembre 2014, les intérêts débiteurs comprenaient un montant de 37 millions de dollars en raison d'un emprunt intersociétés (62 millions de dollars en 2013; 61 millions de dollars en 2012).

Au 31 décembre 2014, les créiteurs et autres comprenaient un montant de 16 millions de dollars à payer à TransCanada (néant au 31 décembre 2013).

Au 31 décembre 2014, les intérêts courus comprenaient des intérêts débiteurs de 1 million de dollars à payer à TransCanada (1 million de dollars au 31 décembre 2013).

La société a effectué des paiements d'intérêts de 37 millions de dollars à TransCanada en 2014 (62 millions de dollars en 2013; 62 millions de dollars en 2012).

28. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Le 12 janvier 2015, TCPL a procédé à la clôture de son placement de billets de premier rang à 1,88 % échéant le 12 janvier 2018 pour un montant de 500 millions de dollars US et de billets de premier rang à taux variable échéant le 12 janvier 2018 pour un montant de 250 millions de dollars US.