

## 5.0 VENTE ET ACHAT DES ACTIFS RELIÉS À LA CANALISATION PRINCIPALE PRINCIPALE

La demande relative à la cession d'actifs décrit la convention qui régit la vente, par TransCanada, et l'achat, par Énergie Est, des actifs du gazoduc de TransCanada (la « Convention de cession »). Les actifs de TransCanada devant être cédés n'ont pas été modifiés en raison de la portée mise à jour du Projet et comprennent toujours environ 3 000 km de canalisation d'un diamètre de 1 067 mm (DN 42) (les « installations de la conversion »).

### 5.1 APERÇU

La présente section énonce les modifications apportées au Volume 2A – Vente et achat des actifs reliés à la canalisation principale (Demande en vertu de l'Article 74), laquelle constitue la demande relative à la cession d'actifs qui a été déposée en octobre 2014. Les renseignements relatifs aux modifications, lesquels sont présentés sous les différents titres de rubriques utilisés dans la Demande initiale, modifient et complètent les renseignements préalablement déposés sans toutefois les remplacer, à moins qu'il soit expressément indiqué qu'un tel remplacement a eu lieu.<sup>1</sup>

Les modifications découlent d'un ensemble de décisions et de développements, parmi lesquels on retrouve en premier lieu la décision de TransCanada de retirer le terminal maritime et le terminal de réservoirs de Cacouna de la portée du Projet Énergie Est et le retard dans l'échéancier du Projet qui en résulte. Des pourparlers commerciaux ont été entrepris par TransCanada afin d'obtenir plus de renseignements à propos des exigences futures en matière de service garanti pour le transport du gaz naturel dans le triangle de l'Est de la canalisation principale. TransCanada est parvenue à une entente, avec la Société en commandite Gaz Métro, Distribution de gaz Enbridge Inc. et Union Gas Limited (les « SDL de l'Est » ou les « SDL ») qui traitait des préoccupations des SDL par rapport au Projet et a fait en sorte que l'opposition potentielle de ces derniers face au Projet ne soit plus un enjeu (l'« entente d'Énergie Est avec les SDL » ou l'« entente avec les SDL »).<sup>2</sup> Les modifications tiennent compte de l'incidence d'un retard de deux ans de la date de mise en service du Projet et l'entente d'Énergie Est avec les «SDL».

La présente section comprend des modifications et des compléments apportés aux éléments de preuve à l'appui du Projet du réseau principal de l'Est (le « PRPE »), y compris une description de l'incidence de l'entente d'Énergie Est avec les SDL. Les renseignements modifiés portent sur :

<sup>1</sup> La Section 5.4 : Incidence de la cession d'actifs sur les expéditeurs de la canalisation principale remplace l'ensemble des éléments de preuve figurant initialement dans le Volume 2A, Section 4.

<sup>2</sup> La liste des modalités relatives au règlement dont ont convenu TransCanada et les SDL de l'Est a été déposée auprès de l'Office le 24 août 2015 (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A72297) et l'entente de règlement subséquente a été déposée le 5 novembre 2015 (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : [A73732](#)).

- les normes réglementaires
- la modification de la Convention de cession d'actifs
  - le prix de la cession d'actifs et la prime d'acquisition révisée
- l'incidence de la cession d'actifs sur les expéditeurs de la canalisation principale
  - les pourparlers commerciaux et les besoins en service garanti
  - la mise à jour de l'analyse de l'approvisionnement en gaz naturel et des marchés du gaz
  - la portée modifiée du Projet du réseau principal de l'Est, notamment en ce qui concerne la conception des systèmes
  - la base tarifaire, les besoins en revenus et les droits
  - les avantages économiques révisés pour les utilisateurs de la canalisation principale
- les avis aux tierces parties commerciales
- l'intérêt public de la cession d'actifs
- les demandes d'approbations supplémentaires découlant de l'entente avec les SDL

Avec les modifications apportées, la cession d'actifs continue de procurer des avantages importants aux expéditeurs de la canalisation principale et demeure dans l'intérêt public. Grâce à la construction du PRPE, TransCanada continuera de respecter ses obligations de service garanti à la suite de la cession d'actifs. La cession d'actifs est essentielle à la réalisation du Projet Énergie Est, lequel offrira une infrastructure dont la mise en place est d'une urgente nécessité afin de relier les sources de pétrole canadien aux différents marchés de l'Est du Canada et d'ailleurs, en temps opportun et d'une manière qui soit économiquement viable et responsable sur le plan de l'environnement.

#### 5.1.1 Sommaire des modifications

Les révisions apportées à la section de la Demande portant sur la cession d'actifs comprennent notamment :

- l'augmentation de la capacité requise dans la zone touchée<sup>3</sup> du triangle de l'Est après la cession d'actifs, laquelle passe de 2,546 TJ/j dans la Demande à 2,714 TJ/j. L'augmentation découle des contrats de service garanti supplémentaires résultant des appels de soumissions concernant de la capacité pour 2016 et 2017, net des avis de retour de capacité et d'un montant supplémentaire de 50 TJ/j de capacité non souscrite à ce jour aux termes de l'entente d'Énergie Est avec les SDL.

---

<sup>3</sup> La zone touchée a été définie dans le Volume 2, Section 4 de la Demande. Pour consulter l'explication complète de ce terme, reportez-vous à la description qui se trouve dans la Modification de la Demande, Section 5.4.2.3 et Figure 5.4.

- l'entente d'Énergie Est avec les SDL, laquelle a abordé les préoccupations des SDL par rapport au Projet et a fait en sorte que leur opposition potentielle au Projet et au Projet du réseau principal de l'Est ne soit plus un enjeu
- la modification de la portée du Projet du réseau principal de l'Est, lequel passe de 245 km à 279 km, ainsi que l'augmentation des coûts de construction, lesquels passent de 1,5 G\$ à 2,1 G\$.
- la modification de la VCN des installations faisant l'objet de la conversion en raison des dates de cession révisées, lesquels passent de 1G\$ à 744M\$.
- la modification du montant de la prime d'acquisition comprise dans le prix de cession, lequel passe de 500 M\$ à un montant actuellement estimé à 734 M\$.
- la révision des avantages généraux nets pour les expéditeurs de la canalisation principale, lesquels, calculés en fonction d'une valeur actualisée nette (VAN), sont évalués à plus de 500 M\$ jusqu'en 2050<sup>4</sup>. De ce montant, 400 M\$ reviendront aux expéditeurs de la canalisation principale de l'Ouest et au moins 100 M\$ reviendront aux expéditeurs du triangle de l'Est.

#### **5.1.2 Approbations supplémentaires de la demande relative à la cession**

Dans le Volume 2A de la Demande, Énergie Est et TransCanada ont fourni une liste de dispenses précises demandées dans la demande relative à la cession.<sup>5</sup> Compte tenu de la conclusion de l'entente d'Énergie Est avec les SDL, TransCanada demande également que l'Office :

- délivre, en vertu de l'article 59 de la Partie IV de la Loi, une ordonnance approuvant l'établissement des comptes de rajustement suivants spécifiés dans l'entente avec les SDL :<sup>6</sup>
  - un compte de prime d'acquisition, pour être inclus dans la base tarifaire du triangle de l'Est, afin de reporter un montant équivalent à la contribution relative à l'avantage financier, selon ce qui est décrit à la Section 5.4.4.1.1 (Incidence sur la base tarifaire – Cession d'actifs), et de l'amortir sur la durée se terminant le 31 décembre 2030
  - un compte de rajustement d'Énergie Est pour la canalisation principale de l'Ouest afin de reporter une augmentation de 200 M\$ à la base tarifaire de la canalisation principale de l'Ouest, selon ce qui est décrit à la Section 5.4.4.1.3 Incidence sur la base tarifaire – Rajustement d'Énergie Est, et de l'amortir sur la durée se terminant le 31 décembre 2030

<sup>4</sup> Aux termes de l'entente d'Énergie Est avec les SDL, toutes les répercussions sur la base tarifaire, les besoins en revenus et les avantages découlant de la VAN sont calculés jusqu'en 2050.

<sup>5</sup> Voir la Section 1.2.1 de la Demande Volume 2A, Vente et achat des actifs reliés à la canalisation principale (Demande en vertu de l'article 74), n° de dépôt auprès de l'ONÉ : [A63938-2](#).

<sup>6</sup> Les détails de l'entente d'Énergie Est avec les SDL sont présentés à la Section 5.4.4.

- un compte de rajustement d'Énergie Est pour le triangle de l'Est afin de reporter une diminution de 200 M\$ à la base tarifaire du triangle de l'Est, selon ce qui est décrit à la Section 5.4.4.1.3 Incidence sur la base tarifaire – Rajustement d'Énergie Est, et de l'amortir sur la durée se terminant le 31 décembre 2030
- une approbation relative au traitement futur de certains coûts, selon ce qui est indiqué à l'Annexe A de l'entente d'Énergie Est avec les SDL.

Les détails de l'entente d'Énergie Est avec les SDL qui est à l'origine des demandes d'approbations supplémentaires sont présentés à la Section 5.4.4.

## 5.2 NORMES RÉGLEMENTAIRES

Les normes réglementaires dont il est question dans la Demande Volume 2A continuent de s'appliquer, à l'exception d'une réserve. Cette réserve concerne la capacité discrétionnaire.

Dans la Section 8.4 de la Demande Volume 2A, TransCanada et Énergie Est ont souligné le fait que l'Office avait jugé que le critère pertinent pour déterminer ce qui représente une capacité restante suffisante – un élément crucial de la question d'établir si la cession des installations de la canalisation principale est dans l'intérêt public – est l'aptitude du pipeline à répondre aux demandes attendues de service *garanti*.<sup>7</sup> L'Office a jugé que d'exiger que soit maintenue une capacité permettant de répondre aux besoins de pointe à laquelle les expéditeurs avaient refusé de souscrire par contrat constituerait une utilisation inefficace, voire un gaspillage, des ressources.

Cependant, dans le cas qui nous intéresse, une des préoccupations des SDL de l'Est était de s'assurer qu'elles disposent d'une capacité adéquate pour desservir leurs marchés, même si, afin d'y arriver, il était nécessaire de construire des infrastructures permettant d'offrir une capacité qui dépasse celle actuellement visée par des besoins et des contrats de service garanti. Afin de traiter cet enjeu, TransCanada a accepté d'inclure 50 TJ/j de capacité non souscrite dans le Projet du réseau principal de l'Est. Ces 50 TJ/j seront disponible à des fins de services discrétionnaires, à moins et jusqu'à ce qu'une partie y souscrive sur une base garantie.

TransCanada et Énergie Est sont d'avis que la cession proposée des installations faisant l'objet de la conversion présentement jugées « utilisées et utiles », la conversion de ces installations pour le transport du pétrole qui suivra ainsi que la construction du Projet du réseau principal de l'Est continuent de permettre d'obtenir un résultat efficient du point de vue économique.

---

<sup>7</sup> Demande, section 8.4, Capacité discrétionnaire de transport de gaz, pages 8-4 à 8-8.

Le prix de cession des installations faisant l'objet de la conversion procure certains avantages économiques aux expéditeurs de la canalisation principale en prévoyant une prime d'acquisition, en plus de la VCN des actifs. Le calcul de la prime d'acquisition tient compte des besoins en revenus du triangle de l'Est jusqu'en 2050, de l'entente avec les SDL ainsi que du coût du Projet du réseau principal de l'Est, pour lequel Énergie Est assume les risques de dépassement du coût en capital. Le montant intégral de la prime d'acquisition sera crédité à la base tarifaire du triangle de l'Est et amorti sur la durée se terminant en 2030. Le prix de cession négocié constitue toujours un montant juste et raisonnable et ne confère aucun avantage indu à l'une ou l'autre des sociétés appartenant au même groupe.

Les éléments de preuve modifiés de TransCanada et d'Énergie Est continuent d'appuyer pleinement les conclusions selon lesquelles la cession des installations faisant l'objet de la conversion est dans l'intérêt public canadien et selon lesquelles une telle cession continuera d'être dans l'intérêt public lorsque les installations cédées serviront au transport du pétrole.

### **5.3 MODALITÉS DE LA CESSION D'ACTIFS**

#### **5.3.1 Modification du prix et de la convention de cession d'actifs**

La convention de cession d'actifs a été modifiée afin d'inclure un calcul de la prime d'acquisition qui tient compte des modalités de l'entente avec les SDL. Le prix de cession total estimatif pour les installations faisant l'objet de la conversion s'établit toujours à environ 1,5 G\$ et comprend la VCN de ces installations faisant l'objet de la conversion, laquelle est estimée à 744 M\$ aux dates de cession révisées, ainsi qu'une prime d'acquisition qui s'élève désormais à 734 M\$. En comparaison, dans la Demande, la VCN était estimée à 1 G\$ tandis que la prime d'acquisition était fixée à 500 M\$. Une copie de la convention de modification de la cession d'actifs, laquelle comprend l'entente d'Énergie Est avec les SDL (appelée l'« entente de règlement ») est fournie est à l'Annexe Vol 1-11.

#### **5.3.2 Attribution du prix de cession**

Le prix de cession versé par Énergie Est sera inclus dans la base tarifaire de l'Oléoduc Énergie Est. La VCN des installations faisant l'objet de la conversion majorée d'une tranche de la prime d'acquisition, jusqu'à un maximum de 1 G\$, sera récupérée en droits perçus par Énergie Est au cours de la durée de vie du Projet. Par conséquent, Énergie Est est exposée à un risque relatif à une tranche de la prime d'acquisition qui comprend un montant équivalant à toute dépense en immobilisations pour le Projet du réseau principal de l'Est qui dépasse 2,1 G\$. Cette tranche est actuellement estimée à 500 M\$. La prise en charge actuelle du risque commercial d'Énergie Est est différente de la prise en charge du risque qui équivalait à 250 M\$ de la prime d'acquisition dans la Demande initiale.

Puisque TransCanada et Énergie Est sont des sociétés membres du même groupe, la réglementation de l'ONE exige que la vente des installations faisant l'objet de la conversion se reflète dans le calcul de la base tarifaire de la canalisation principale à la VCN. Par conséquent, la VCN des installations faisant l'objet de la conversion au moment des cessions, lesquelles comprennent actuellement des parties de la ligne des Prairies, de la ligne du Nord de l'Ontario et du Raccourci de North Bay, constituera une déduction sur les bases tarifaires des tronçons respectifs de la canalisation principale. Tel qu'indiqué dans l'entente de règlement, la prime d'Acquisition sera alloué au triangle de l'Est.

Tant TransCanada qu'Énergie Est demandent une dispense visant à leur permettre d'effectuer la cession à un prix qui dépasse la VCN, de sorte que TransCanada puisse affecter l'intégralité de la prime d'acquisition à la base tarifaire du Triangle de l'Est. TransCanada demande également l'autorisation d'amortir la prime d'acquisition sur la durée se terminant en 2030.

#### **5.4 INCIDENCE DE LA CESSION D'ACTIFS SUR LES EXPÉDITEURS DE LA CANALISATION PRINCIPALE**

La combinaison du report de deux ans des dates prévues de la cession d'actifs (ce qui a entraîné une réduction de la valeur comptable nette des actifs cédés), de l'entente avec les SDL ainsi que de la portée, de l'échéancier et des coûts révisés du Projet du réseau principal de l'Est ont eu des répercussions importantes sur l'incidence de la cession d'actifs sur les expéditeurs de la canalisation principale dont il était question dans la Section 4 du Volume 2A de la Demande initiale.

La cession d'actifs et le Projet du réseau principal de l'Est continuent de procurer des avantages importants à l'ensemble des expéditeurs de la canalisation principale (500 M\$) ainsi qu'aux expéditeurs du triangle de l'Est (au moins 100 M\$) et aux expéditeurs de la canalisation principale de l'Ouest (400 M\$) individuellement. L'entente d'Énergie Est avec les SDL prolonge la période d'évaluation jusqu'à 2050, fournit de la capacité supplémentaire, assure l'octroi d'avantages financiers minimaux et fait en sorte que le risque de dépassement du coût en capital pour le PRPE est assumé par Énergie Est. L'alignement des intérêts d'Énergie Est, de TransCanada et des SDL de l'Est découlant de l'entente avec les SDL fait en sorte que l'on peut affirmer, avec plus de certitude qu'auparavant, l'existence des avantages découlant de l'approbation et de la mise en œuvre du Projet.

Les éléments de preuve dans la Section 5.4 remplacent intégralement les éléments de preuve initiaux présentés dans le Volume 2A Section 4 de la Demande.

L'entente d'Énergie Est avec les SDL traite des avantages économiques et de la capacité disponible aux expéditeurs de la canalisation principale du triangle de l'Est après la cession d'actifs à Énergie Est et la construction du Projet du réseau principal

de l'Est. Des changements doivent être apportés à la demande relative à la cession d'actifs afin de donner effet à l'entente avec les SDL et de tenir compte des dates de mise en service qui ont été modifiées depuis le dépôt de la Demande.

La présente section décrit l'incidence qu'aura la cession d'actifs pipeliniers à Énergie Est (la « cession d'actifs ») sur les expéditeurs de la canalisation principale, y compris ce qui suit :

- les modalités de l'entente d'Énergie Est avec les SDL
- les nouvelles installations gazières telles que décrites dans l'entente d'Énergie Est avec les SDL
- les prévisions de TransCanada portant sur les besoins en service garanti
- les critères de conception et la capacité disponible avant et après la cession d'actifs
- les prévisions en matière de flux dans la canalisation principale
- l'incidence sur les services de transport par la canalisation principale
- l'incidence sur la base tarifaire, les besoins en revenus et les droits
- l'incidence nette globale sur les expéditeurs de la canalisation principale

En ce qui concerne les tronçons des Prairies et de la ligne du Nord de l'Ontario (LNO) (collectivement, la « canalisation principale de l'Ouest »), la capacité après la cession d'actifs suffira à répondre aux besoins en service garanti. Dans le triangle de l'Est (TE), la cession d'actifs réduira la capacité de transport en deçà des besoins prévus en service garanti. Pour combler le manque à gagner au chapitre de la capacité et respecter les exigences de l'entente d'Énergie Est avec les SDL, TransCanada propose de construire le Projet du réseau principal de l'Est pour assurer le respect des exigences de conception. De plus amples renseignements au sujet des exigences de conception seront fournis dans la Section 5.4.2.4.

L'incidence nette de la cession d'actifs et l'ajout de la nouvelle capacité sur la canalisation principale entraînent un avantage net global pour les expéditeurs de la canalisation principale, en fonction de la valeur actualisée nette (VAN), de plus de 500 M\$, calculé jusqu'en 2050. De cet avantage, environ 100 M\$ reviendront aux expéditeurs du triangle de l'Est et plus de 400 M\$ reviendront aux expéditeurs de la canalisation principale de l'Ouest. De plus amples renseignements au sujet de ces avantages seront fournis dans la Section 5.4.7, Avantages économiques pour les utilisateurs de la canalisation principale.

#### **5.4.0.1 Sommaire des modifications et incidence sur les expéditeurs de la canalisation principale**

Les modifications apportées à la présente section depuis le dépôt de la Demande en octobre 2014 tiennent compte de l'entente d'Énergie Est avec les SDL et du retard de deux ans du Projet Énergie Est. Les modifications comprennent notamment :

- une diminution de la valeur comptable nette (VCN) des actifs cédés, laquelle est passée d'environ 1 G\$ à 744 M\$ (Section 5.4.4.1 Base tarifaire)
- une prime d'acquisition révisée dont la valeur prévue s'établit à environ 734 M\$
- la date de mise en service du Projet du réseau principal de l'Est qui a été reportée de mars 2017 à mars 2019
- la mise à jour des prévisions relatives à l'approvisionnement, aux marchés et au débit qui appuient les besoins de capacité pour le triangle de l'Est et le Projet du réseau principal de l'Est (Section 5.4.3 et Section 6.0)
- le fait que le Projet du réseau principal de l'Est, ainsi que les installations existantes du triangle de l'Est, seront conçus de manière à respecter les exigences de conception de 2,714 TJ/j (Section 5.4.2.4)
- l'augmentation de la portée du Projet du réseau principal de l'Est, dont la longueur est passée de 245 km à 279 km et dont le coût prévu est passé de 1,5 G\$ à environ 2,1 G\$ (Section 5.4.3.7, Section 6.5 et Section 5.4.4)
- les avantages nets globaux révisés pour les expéditeurs de la canalisation principale, calculés en fonction d'une valeur actualisée nette (VAN), qui s'établissent à plus de 500 M\$ jusqu'en 2050<sup>8</sup>. De ce montant, environ 400 M\$ reviendront aux expéditeurs de la canalisation principale de l'Ouest et au moins 100 M\$ reviendront aux expéditeurs du triangle de l'Est (Section 5.4.7)

Les modifications apportées aux avantages calculés et présentés dans la Demande initiale découlent de la modification de la VCN des installations faisant l'objet de la conversion, en raison du report de deux ans de la date de cession, de l'augmentation de la portée et du coût du Projet du réseau principal de l'Est et de la prolongation de la période d'évaluation, laquelle passe de 2030 à 2050.

#### **5.4.0.2 Entente d'Énergie Est avec les SDL**

L'entente de principe intervenue entre TransCanada et les SDL de l'Est a été reflétée dans une liste des modalités datée du 18 août 2015 qui a été déposée auprès de l'Office le 24 août 2015.<sup>9</sup> L'entente avec les SDL a été officialisée en tant qu'entente de règlement, entrée en vigueur le 30 octobre 2015, et déposée auprès de l'Office le

<sup>8</sup> Aux termes de l'entente d'Énergie Est avec les SDL, toutes les répercussions sur la base tarifaire, les besoins en revenus et les avantages de la VAN présentés aux Sections 5.4.4 à 5.4.7 sont calculées jusqu'en 2050.

<sup>9</sup> N° de dépôt auprès de l'ONÉ : A72297.



5 novembre 2015.<sup>10</sup> Les principales modalités de l'entente d'Énergie Est avec les SDL figurent ci-après :

- Les SDL conviennent de ne pas s'opposer au Projet Énergie Est, à la cession des actifs gaziers et à leur conversion en vue du transport du pétrole, au prix de cession ou au Projet du réseau principal de l'Est, et reconnaîtront que leurs préoccupations ont été réglées.
- Le Projet du réseau principal de l'Est sera conçu de manière à offrir une capacité de 2,714 TJ/j, laquelle comprend tous les besoins en service garanti, y compris les contrats de transport de gaz résultant des appels de soumissions pour offrir de nouvelles capacités pour 2016 et 2017 ainsi que les processus de remise de capacité et de prolongation des contrats dont il est question à la Section 5.4.2.4, et à laquelle s'ajoutent 50 TJ/j (l'« exigence de conception »). La portée du Projet du réseau principal de l'Est sera réduite si les besoins en service garanti relatifs au PRPE sont réduits dans le futur.
- Le prix des actifs cédés correspondra à la somme obtenue en additionnant la VCN des actifs cédés d'Énergie Est et la prime d'acquisition.
- La prime d'acquisition correspondra au montant nécessaire pour procurer un avantage d'au moins 100 M\$ (VAN jusqu'en 2050) aux expéditeurs gaziers du triangle de l'Est et s'assurer que les coûts en capital du Projet du réseau principal de l'Est ajoutés à la base tarifaire du triangle de l'Est ne dépassent pas 2,1 G\$. Énergie Est a assumé le risque associé aux coûts en capital du Projet du réseau principal de l'Est qui dépasseront 2,1 G\$ au moyen de cette méthode d'établissement de la prime d'acquisition.
- Un rajustement sera effectué de la base tarifaire entre les différents tronçons de la canalisation principale de sorte que 200 M\$ soit déduit de la base tarifaire du triangle de l'Est et 200 M\$ soit ajouté à la base tarifaire de la canalisation principale de l'Ouest. Ce rajustement est appelé le rajustement d'Énergie Est (voir Section 5.4.4.1 Base tarifaire).

La Convention est le résultat de négociations qui se sont prolongées sur plusieurs années et représente un juste équilibre entre intérêts et compromis. Celle-ci est assujettie à l'obtention des approbations réglementaires qui sont mutuellement acceptables pour les signataires. Si une approbation requise afin de donner effet à la Convention diffère grandement de ce qui est énoncé dans ses modalités, la Convention peut être résiliée par toute partie qui juge l'approbation inacceptable.

#### **5.4.1 Exigences de la canalisation principale de TransCanada**

TransCanada a fait des prévisions en matière de besoins en service garanti sur sa canalisation principale pour les tronçons des Prairies, de la LNO et du triangle de l'Est. Les prévisions en matière de service garanti sont fondées sur un ensemble

---

<sup>10</sup> N° de dépôt auprès de l'ONÉ : [A73732](#).

commun d'hypothèses. Les besoins en service garanti pour chaque tronçon de la canalisation principale sont calculés comme étant la somme des obligations contractuelles pour FT, FT-SN, EMB et STS<sup>11</sup>, en date de la cession proposée de ce tronçon.

Il est prévu que les besoins en service garanti dans les Prairies et sur la LNO baissent lors du passage d'un transport de longue haleine à un transport de courte distance sur la canalisation principale dans son ensemble. Les besoins en service garanti dans le triangle de l'Est ne devraient pas augmenter au-delà de la capacité que fournit le Projet du réseau principal de l'Est, et pourraient même baisser en raison des flux d'exportation en baisse. On trouvera à la section 6.4 du présent volume des prévisions en matière de débit illustrant des détails historiques et prévisionnels.

#### 5.4.2 Critères et démarches de conception de TransCanada

La démarche de conception de TransCanada vise à s'assurer que toutes les obligations de service garanti (FT, STS, FT-SN, EMB) puissent être remplies aux termes de toutes les conditions de conception. TransCanada évalue la capacité systémique en fonction de quatre conditions de conception et sélectionne la condition la plus rigoureuse pour remplir ses obligations de service garanti pour chacune des zones de conception touchées : ligne des Prairies, ligne du nord de l'Ontario et triangle de l'Est.

Les quatre conditions de conception sont les suivantes :

- charge estivale de pointe avec perte d'unité critique
- charge hivernale de pointe avec perte d'unité critique
- charge estivale moyenne avec facteur de capacité
- charge hivernale moyenne avec facteur de capacité

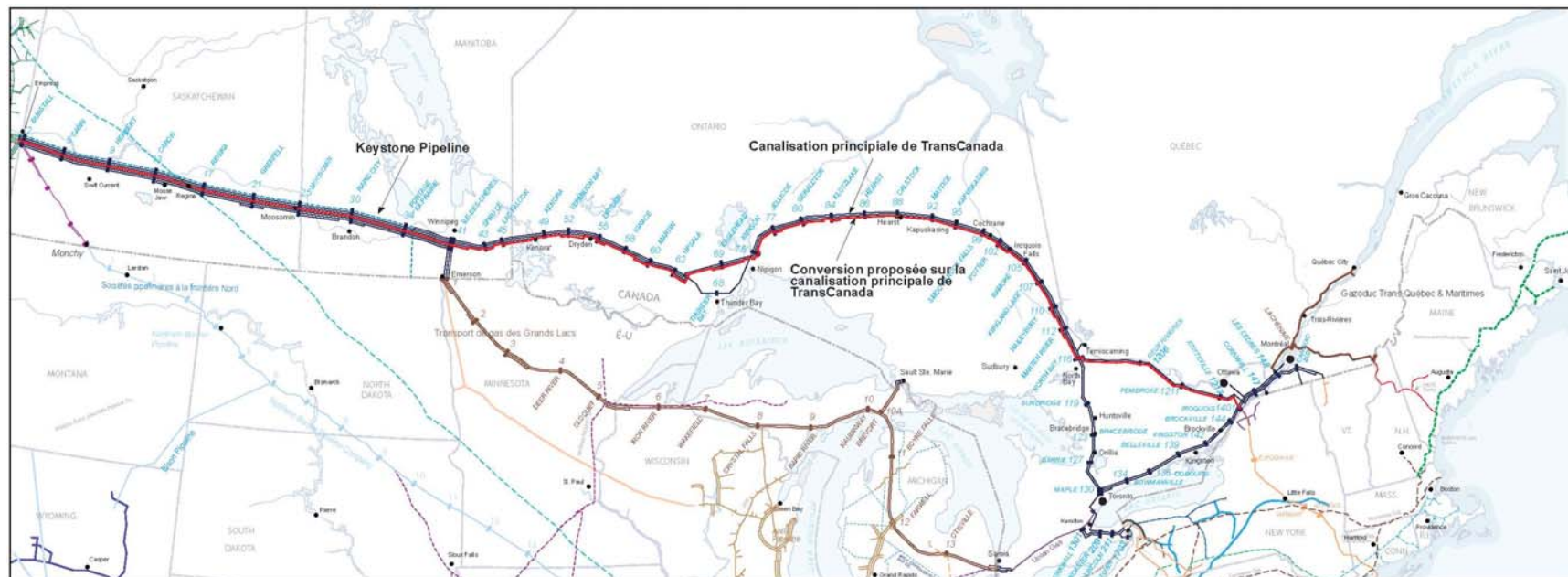
D'autres conditions tarifaires, comme les pressions de livraison minimales, peuvent également toucher la capacité de la canalisation principale et doivent également être prises en compte pour déterminer les capacités précises des tronçons.

Les sections suivantes décrivent la capacité de la canalisation principale avant la cession à Énergie Est comparativement à la capacité systémique après la cession des actifs à Énergie Est.

Voir la figure 5-1 pour une carte illustrant les tronçons de la canalisation principale devant être convertis en oléoduc.

---

<sup>11</sup> FT – Transport garanti, STS – Service de transport et d'entreposage, FT-SN – Service de transport garanti court délai, EMB – Rehaussement de l'équilibre de marché.



**Figure 5-1 : Carte de la conversion proposée de la canalisation principale de TransCanada**

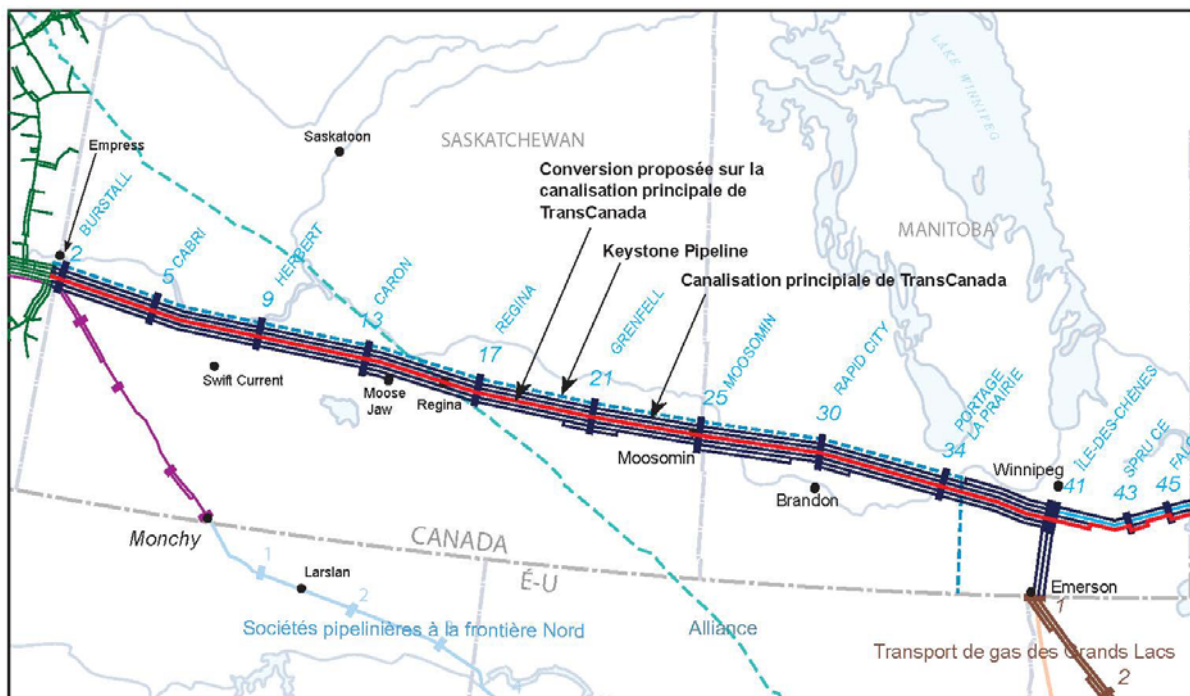


Figure 5-2 : Conversion proposée de la ligne des Prairies

#### 5.4.2.1 Ligne des Prairies avant et après la cession d'actifs

TransCanada disposera d'une capacité suffisante pour continuer à répondre aux besoins en service garanti sur la ligne des Prairies après la cession d'actifs, sans devoir ajouter d'installations.

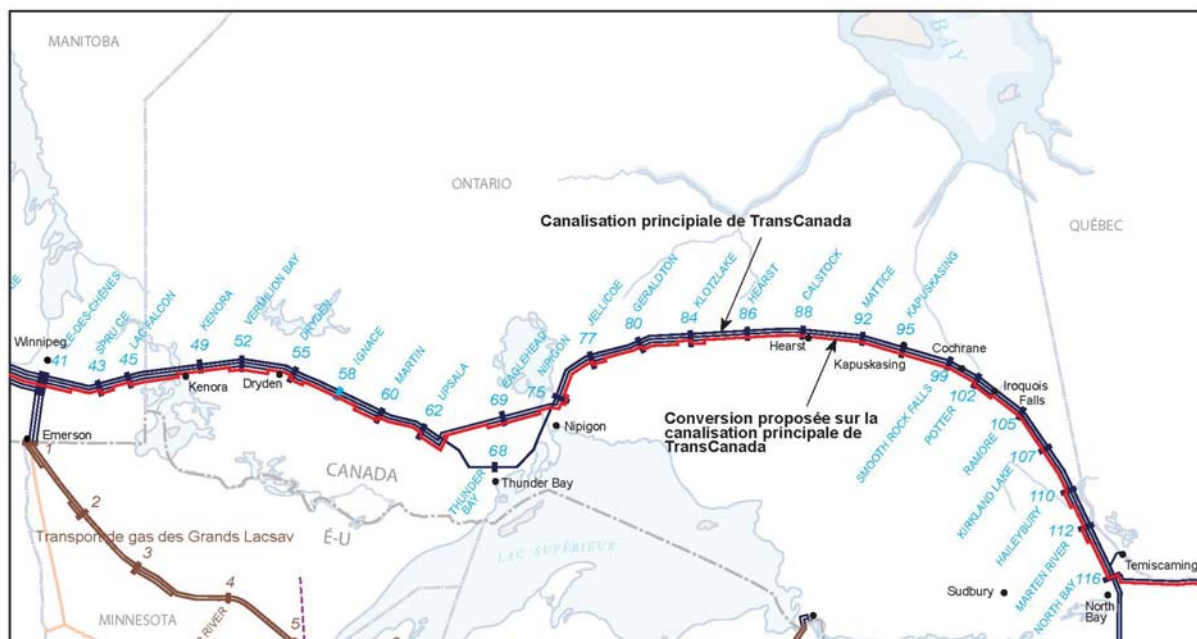
La ligne des Prairies court entre la vanne de la canalisation principale (VCP) 2 près de Burstall, en Saskatchewan, et la station 41 près d'Ile-des-Chênes, au Manitoba. Les cinq lignes continues et les deux lignes partielles (lignes 100-1 et 100-7) sont illustrées à la figure 5-2. TransCanada propose de convertir de gazoduc en oléoduc 940 km de la ligne 100-4, qui est constitué d'un conduit de 1 067 mm (DN 42).

La capacité systémique ferme de la ligne des Prairies avant la cession de la ligne 100-4 est de 6 462 TJ/j. Après la cession d'actifs, la capacité systémique ferme de la ligne des Prairies sera de 5 331 TJ/j. Ces capacités tiennent compte de la condition de conception pour la charge estivale de pointe avec perte d'unité critique. Les contrats de service garanti pour la ligne des Prairies après la date de cession proposée du 31 mars 2018 sont actuellement de 684 TJ/j. La capacité systémique disponible sur la ligne des Prairies après la conversion de la ligne 100-4 suffit donc à répondre aux obligations prévisionnelles contractuelles de service garanti.

#### 5.4.2.2 Ligne du nord de l'Ontario avant et après la cession d'actifs

La figure 5-3 illustre le tracé de la LNO, qui court entre la station 41 près d'Ile-des-Chênes, au Manitoba, et la station 116 près de North Bay, en Ontario. Le tronçon de la LNO est formé de trois lignes continues : la ligne 100-1 de 762 mm (DN 30), la ligne 100-2 de 941 mm (DN 36) et la ligne 100-3 de 1 067 mm (DN 42), ainsi que d'une ligne partielle, la ligne 100-4, de 1 067 mm (DN 42). TransCanada propose de convertir de gazoduc en oléoduc 1 640 km de la ligne 100-4 et des parties de la ligne 100-3.

La capacité systémique de la LNO avant la cession des lignes 100-4 et 100-3 est de 3 600 TJ/j, en presumant que toutes les installations, y compris la ligne 100-2, sont en service. La ligne 100-2 est actuellement exploitée à une pression d'exploitation maximale (PEM) réduite, mais TransCanada entend achever les travaux d'intégrité nécessaires pour s'assurer de combler tous les besoins en service garanti après la cession d'actifs. La convention de cession exige d'Énergie Est qu'elle assume les coûts des travaux d'intégrité de la canalisation principale qui seront nécessaires pour combler les besoins en service garanti et qui n'auraient pas été engagés en l'absence du Projet Énergie Est.



**Figure 5-3 : Conversion proposée de la ligne du nord de l'Ontario**

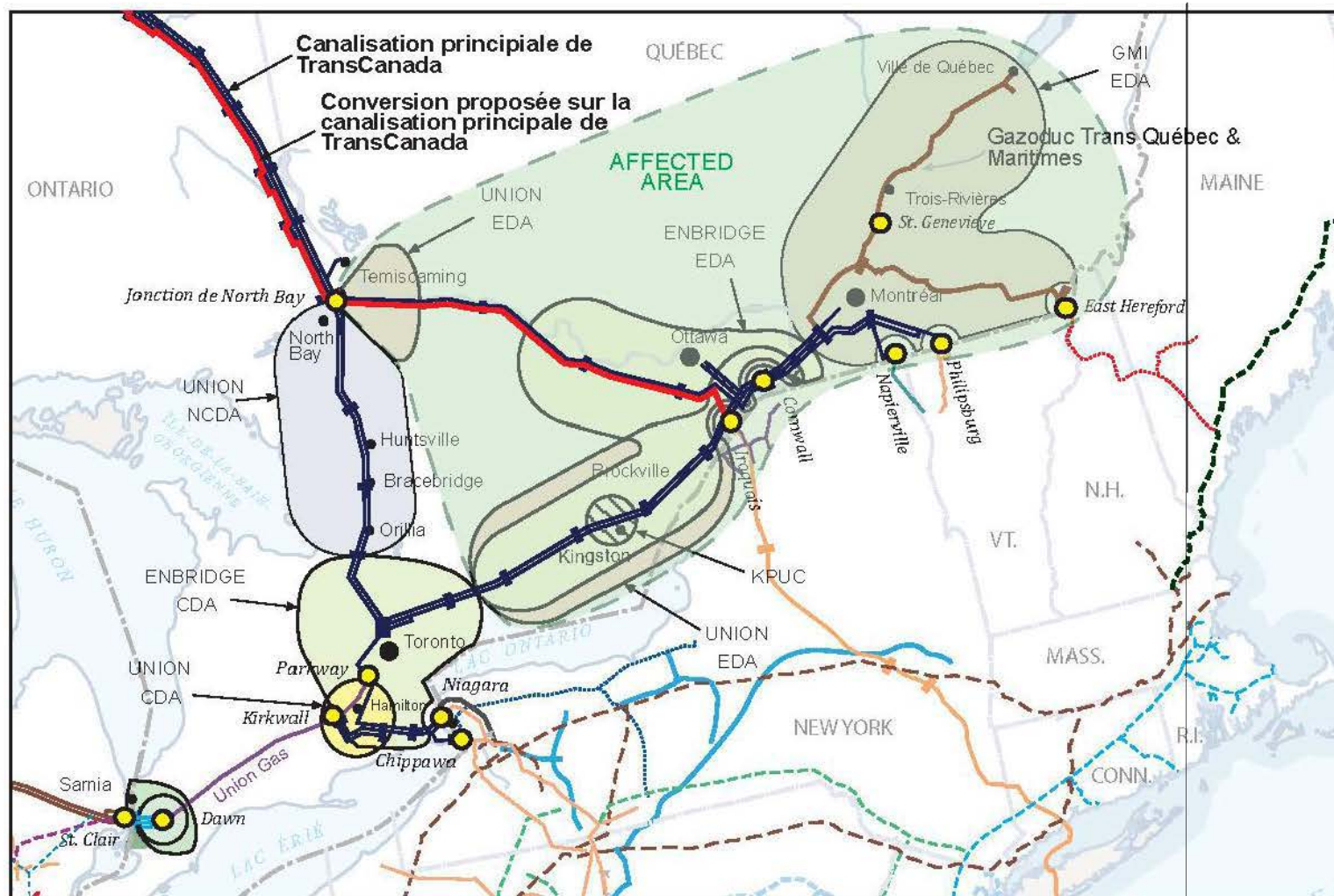
La capacité théorique prévue sur les lignes 100-1 et 100-2 et sur la ligne partielle 100-3 est de 2 126 TJ/j. Cette capacité tient compte de la condition de conception pour la charge estivale de pointe avec perte d'unité critique et de l'achèvement des travaux d'intégrité, dans la mesure nécessaire, pour atteindre la pleine capacité

théorique prévue. Cette capacité se compare aux exigences contractuelles en matière de service garanti actuelles suivant la date de cession proposée du 31 mars 2018 de 998 TJ/j. Ces exigences contractuelles garanties comprennent la pleine utilisation par TransCanada du contrat de transport par des tiers (TPT) à contre-courant de Great Lakes Gas Transmission de 465 TJ/j annuellement, qui nécessite la capacité de la LNO.

#### **5.4.2.3 Triangle de l'Est avant et après la cession d'actifs**

On entend par triangle de l'Est toutes les installations de la canalisation principale à l'est de St. Clair et à l'est de la jonction North Bay, y compris les points de réception de St. Clair et de la jonction North Bay, tel qu'il est illustré à la figure 5-4. Il inclut aussi ses contrats sur d'autres pipelines utilisées par TransCanada afin de fournir un service de transportation par d'autres arrangements sur les pipelines tels que les réseaux Great Lake Gas Transmission, gazéoduc Trans Québec & Maritimes, Union System et Enbridge System. Le tronçon entre la jonction North Bay et la jonction Iroquois s'entend du raccourci de North Bay (RNB). Le RNB est formé de deux lignes continues, la ligne 1200-1 et la ligne 1200-2, formées de canalisations de 914 mm (DN 36) et de 1 067 mm (DN 42). TransCanada propose de convertir de gazoduc en oléoduc 420 km de la ligne 1200-2.





**Figure 5-4 : Conversion proposée du triangle de l'Est**

La cession de la ligne 1200-2 sur le RNB a une incidence sur la capacité disponible pour desservir certains marchés du triangle de l'Est. Il s'agit de marchés intérieurs dans la ZLE d'Enbridge, la ZLE d'Union, la ZLE de GMT, la ZLE de KPUC et les marchés d'exportation de Cornwall, East Hereford, Iroquois, Napierville et Philipsburg (qui s'entendent de la « zone touchée » pour les besoins de la présente demande) (veuillez vous reporter à la figure 5-4). TransCanada exploite le triangle de l'Est de façon intégrée afin de répondre à la demande dans la zone touchée. Le gaz peut arriver dans la zone touchée soit par Parkway, à l'ouest de Toronto, soit par la Station 116 près de North Bay et, à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2017, par des réceptions à Iroquois. Le gaz est livré pour répondre à la demande du marché à même l'approvisionnement dans le système de transport intégré. Pour équilibrer l'offre et la demande, TransCanada a recours autant au RNB qu'aux pipelines qui forment la ligne de Montréal qui débute à Parkway afin de transporter le gaz aux points de livraison dans la zone touchée.

La capacité globale à livrer le gaz dans la zone touchée, avant la cession de la ligne 1200-2, sur le RNB, est de 3 175 TJ/j. Après la cession, la capacité systémique vers la zone touchée sera de 2 006 TJ/j. Ces capacités reflètent une condition de conception de la charge hivernale de pointe avec perte d'unité critique et se comparent aux exigences de conception à la date de la cession du RNB (mars 2019) de 2 714 TJ/j.

Le sommaire présenté au tableau 5-1 décrit les capacités, par tronçon de la canalisation principale, avant et après la cession d'actifs proposée.

**Tableau 5-1 : Sommaire de la capacité théorique prévue et des contrats fermes sur la canalisation principale (révisé)**

	Avant la cession		Après la cession		Niveau contractuel ferme <sup>2</sup>
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	PJ/j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	PJ/j	PJ/j
Prairies (conception de la charge estivale de pointe)					
100 % de la capacité estivale de pointe	188	7,06	157	5,9	
Capacité ferme	172	6,46	142	5,33	0,7
Installations en service <sup>1</sup>	Lignes 100-1,2,3,4,5,6,7		Lignes 100-1,2,3,5,6,7		
LNO (conception de la charge estivale de pointe)					
100 % de la capacité estivale de pointe	101	3,78	59	2,22	
Capacité ferme	96	3,6	57	2,13	1,0
Installations en service	Lignes 100-1,2,3,4		Lignes 100-1,2, Partielle 3		
Zone touchée (conception de la charge hivernale de pointe)					
100 % de la capacité hivernale de pointe	87	3,32	56	2,14	



**Tableau 5-1 : Sommaire de la capacité théorique prévue et des contrats fermes sur la canalisation principale (révisé) (suite)**

	Avant la cession		Après la cession		Niveau contractuel ferme <sup>2</sup>
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	PJ/j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	PJ/j	PJ/j
Capacité ferme	83	3,175	52	2,01	2,714
<i>Installations en service</i>	Lignes 1200-1, 1200-2, Barrie, Ligne de Montréal		Lignes 1200-1, Barrie, Ligne de Montréal		
Notes :					
1. Ligne des Prairies 100-1 en aval de la VCP-37					
2. Pour la ligne des Prairies et la LNO en date du 1 <sup>er</sup> avril 2018 et les exigences de conception pour la zone touchée en date du 1 <sup>er</sup> avril 2019.					

#### 5.4.2.4 Calcul des exigences de conception pour la zone touchée

Le tableau 5-2 résume les prévisions de TransCanada relativement aux exigences de conception.

**Tableau 5-2 : Exigences de conception<sup>12</sup> pour la zone touchée en date du 1<sup>er</sup> avril 2019 (révisées)**

Emplacement de livraison	Quantité visée par contrat (TJ/j)
Iroquois	545
East Hereford	86
Philipsburg	85
Cornwall	32
Napierville	9
Sous-total d'exportation	757
ZLE de GMIT	948
ZLE d'Enbridge	611
ZLE de KPUC	23
ZLE d'Union (Napanee compris)	325
Sous-total intérieur	1 907
Total	2 664
Capacité additionnelle	50
Exigences de conception	2 714

<sup>12</sup> Les exigences ne comprennent pas les contrats assortis d'un point de réception à Iroquois.

Les besoins prévus en service garanti sont fondés sur les nouvelles demandes de services garantis découlant des appels de soumissions pour offrir de nouvelles capacités, qui ont eu lieu du 29 novembre 2013 au 15 janvier 2014 pour des services débutant le 1<sup>er</sup> novembre 2016 (l'« ASNC 2016 »), et du 12 décembre 2014 au 30 janvier 2015 pour des services débutant le 1<sup>er</sup> novembre 2017 (l'« ASNC 2017 »), sur le processus de remise de capacité et sur les résultats de l'application de la disposition relative à l'option de renouvellement au terme du contrat aux contrats existants visant la zone touchée.

TransCanada a également tenu des appels de soumissions portant sur la gestion de la capacité, du 31 janvier 2014 au 19 février 2014, et du 24 février 2015 au 13 mars 2015, qui ont permis aux expéditeurs de bénéficier d'une remise de capacité à l'égard des services de transport pour contribuer possiblement à réduire ou éliminer les installations supplémentaires requises en raison de l'ASNC 2016 et de l'ASNC 2017, respectivement. TransCanada a également invoqué la disposition relative à l'option de renouvellement au terme du contrat relativement au PRPE au début de 2015, ce qui s'est traduit par une légère réduction des besoins en service garanti.

#### **5.4.2.5 Possibilité de réductions futures dans les besoins prévus en service garanti**

Il est possible que les exigences réelles en matière de service ferme à la date de la cession soient inférieures à celles prévues. TransCanada prévoit qu'à l'avenir, elle fournira à nouveau l'occasion aux expéditeurs de bénéficier d'une remise de capacité à l'égard des services de transport ou d'explorer de possibles solutions commerciales, qui pourrait rencontrer les exigences de conception avant la construction du Projet.

#### **5.4.3 Perspectives en matière d'offre et de demande pour le triangle de l'Est**

Les exigences de matière de capacité de transport future dans le triangle de l'Est doivent être comprises dans le contexte des changements fondamentaux à la dynamique de l'offre et de la demande dans l'est du Canada et des États-Unis. La présente section présente un aperçu de ces changements, qui modifieront vraisemblablement le mode historique d'exploitation dans le triangle de l'Est. Ces facteurs sont les suivants :

- La croissance rapide de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz dans les zones de schiste Marcellus et Utica, situées dans le nord-est des États-Unis et avoisinant le triangle de l'Est, a réduit, et continuera de réduire, la demande d'exportation à partir du triangle de l'Est.
- La possibilité d'augmenter les importations de gaz américain vers l'est du Canada, comme en témoigne le nombre considérable de projets de gazoducs annoncés pour permettre l'accès à l'approvisionnement de Marcellus et d'Utica et les nouveaux contrats de réception à Iroquois en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2017.

- Le maintien de ces tendances éliminera la nécessité d'une capacité de transport garanti supplémentaire dans la zone touchée en sus de ce qui sera ajouté par le Projet du réseau principal de l'Est.
- Cette situation entraînera une hausse de la capacité de transport disponible dans la zone touchée pour desservir les marchés gaziers intérieurs de même qu'une hausse des importations de gaz américain, comparativement aux exportations vers les États-Unis comme par le passé.
- Le Projet du réseau principal de l'Est de TransCanada permettra non seulement de répondre à la demande du marché à court et à moyen terme, mais facilitera également la hausse des importations gazières vers le triangle de l'Est par le chemin le plus direct, rehaussant par le fait même la sécurité de l'approvisionnement régional à long terme.

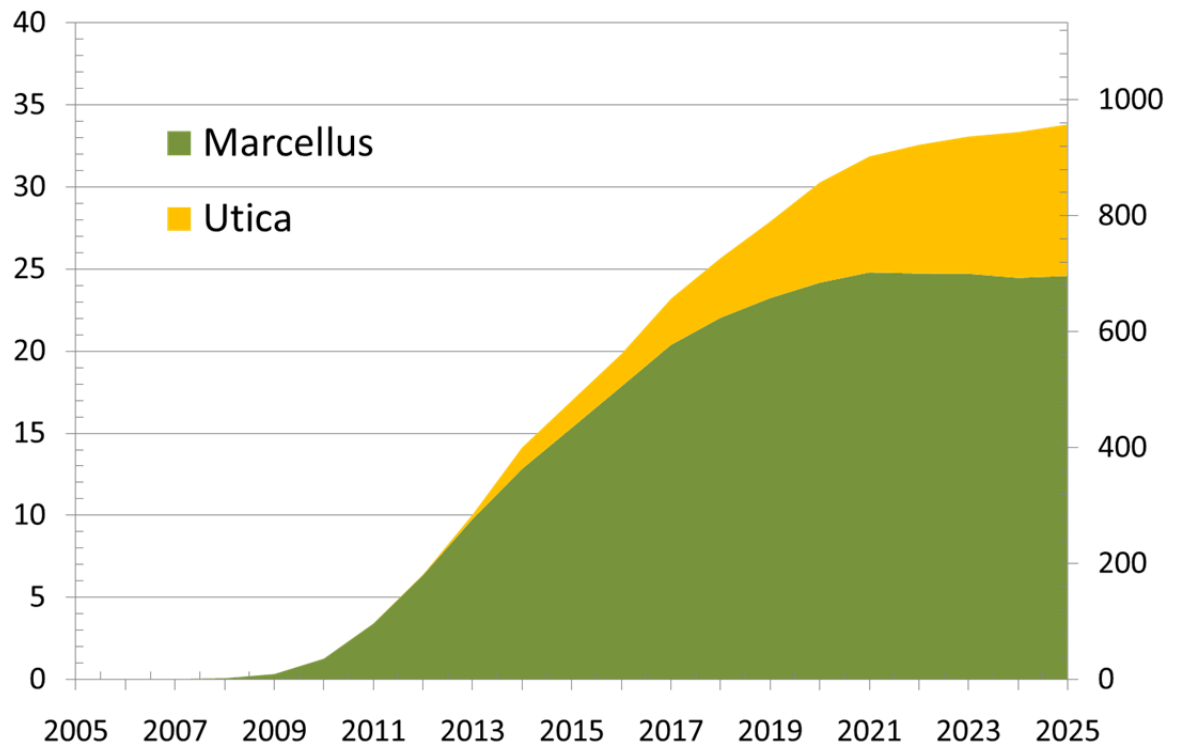
La Section 6.0 du présent volume présente un exposé exhaustif des prévisions en matière d'offre, de marché et de débit pour le triangle de l'Est.

#### **5.4.3.1 Zones de schiste Marcellus et Utica dans le nord-est – Hausse de l'offre**

Le bassin sédimentaire des Appalaches dans le nord-est des États-Unis, qui contient les zones de schiste Marcellus et Utica, constitue la principale source de l'augmentation, au cours des dernières années, de l'offre de gaz aux États-Unis. Cette région avoisine l'important marché gazier du nord-est des États-Unis. La production gazière de la zone de schiste de Marcellus a crû rapidement au cours des six dernières années, passant d'une production essentiellement nulle en 2009 à une production d'environ  $425 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $15 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) à l'heure actuelle. La production de la zone de schiste d'Utica ne fait que commencer, mais elle devrait avoir aussi une croissance rapide. Par contre, compte tenu du moratoire à durée indéfinie imposé par le gouvernement provincial québécois, l'exploitation de la zone de schiste Utica au Québec n'est pas comprise dans les prévisions.

Les prévisions de TransCanada en matière d'offre provenant des zones de schiste Marcellus et Utica sont illustrées à la figure 5-5.

**Gpi<sup>3</sup>/j**



**Figure 5-5 : Perspective d'offre de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica (révisée)**

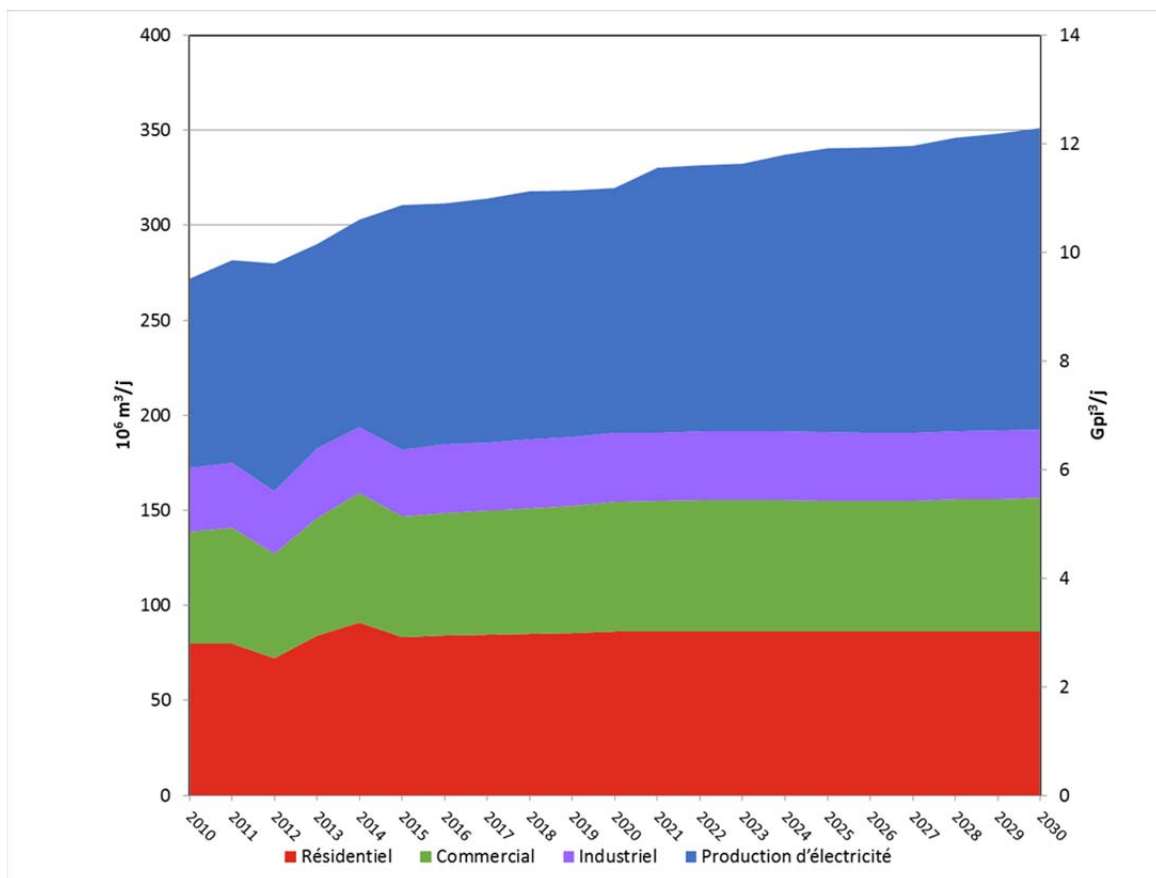
#### **5.4.3.2 Perspectives en matière de demande de marché – Nord-est des États-Unis et est du Canada**

Contrairement à l'offre en pleine croissance de gaz de schiste dans une région adjacente aux centres de chargement de l'est, la croissance de la demande sur les marchés du nord-est des États-Unis et de l'est du Canada est comparativement plus modeste.

##### **5.4.3.2.1 Demande en gaz dans le nord-est des États-Unis**

La canalisation principale dessert des marchés dans le nord-est des États-Unis grâce à ses points d'exportation à Iroquois, Cornwall, Napierville, Philipsburg et East Hereford. Le volume de gaz exporté depuis ces points en 2014 comptait pour environ 5 à 6 % de la demande dans le nord-est des États-Unis, et est d'ailleurs prévu baisser considérablement. Raccordés aux gazoducs situés dans le nord-est des États-Unis, ces points d'exportation permettaient traditionnellement d'accéder aux marchés des régions de recensement de l'Atlantique Centre et de la Nouvelle-Angleterre.

Globalement, le marché dans ces zones devrait être relativement stable, avec une croissance prévue tant dans le secteur commercial que dans le secteur de la production d'électricité. La figure 5-6 illustre la consommation historique et les prévisions de TransCanada au chapitre de la demande dans ces régions. La demande au sein du nord-est des États-Unis devrait croître d'un niveau annuel moyen de  $303 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $10,7 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) en 2014, à  $320 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $11,3 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) d'ici 2020, puis continuer d'augmenter jusqu'en 2030.



**Figure 5-6 : Demande historique et prévisionnelle en gaz naturel dans le nord-est des États-Unis (révisée)**

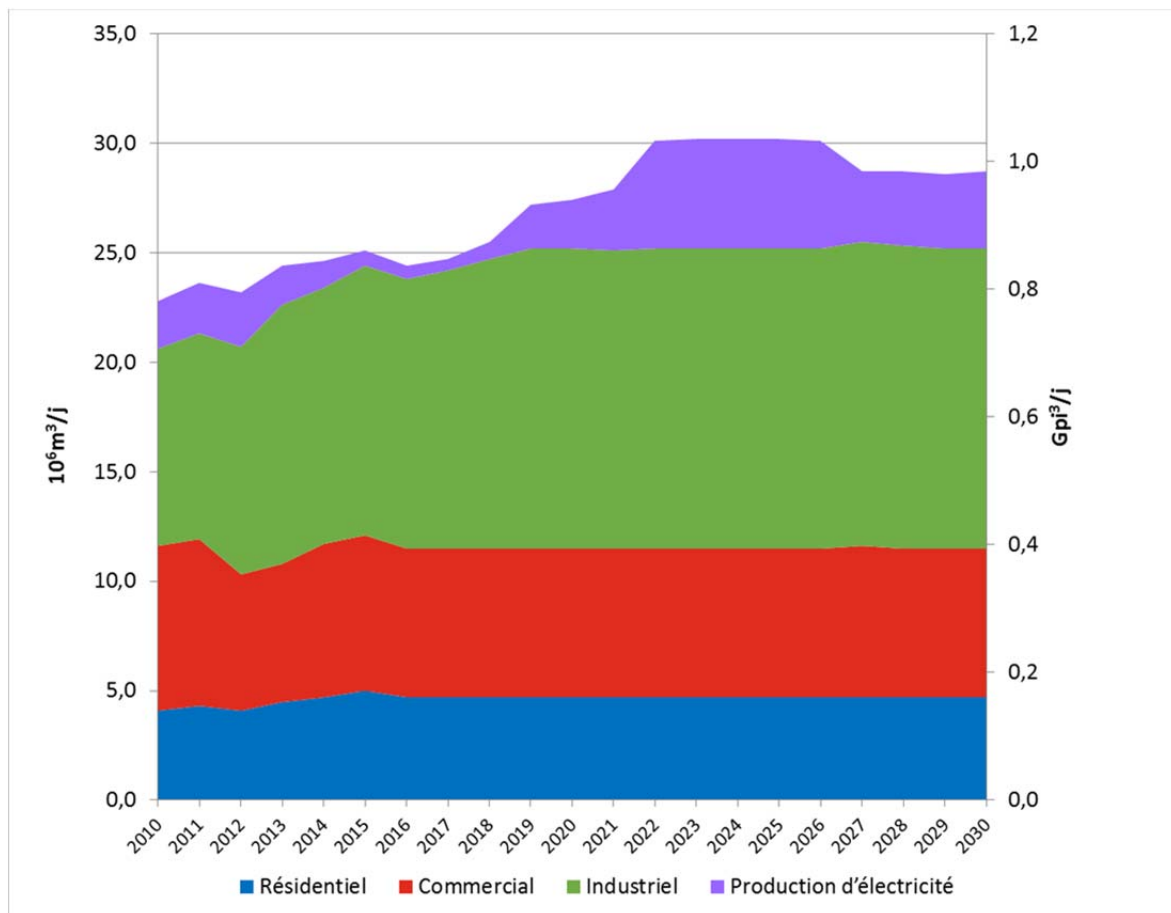
#### 5.4.3.2.2 Demande en gaz dans l'est du Canada

La canalisation principale dessert des marchés intérieurs dans la zone de livraison de l'est (ZLE), qui sont situés dans l'est de l'Ontario et au Québec. Les marchés dans ces zones devraient être relativement stables, une croissance devant être constatée tant dans le secteur de la production d'électricité que dans le secteur industriel. La figure 5-7 illustre la consommation historique jusqu'en 2014 et les prévisions de

TransCanada en matière de demande jusqu'en 2030 (ce qui tient compte des données sur le marché fournies par les expéditeurs) dans ces zones.

Comme on peut le constater dans la figure 5-7, TransCanada prévoit une croissance limitée dans le secteur de la production d'électricité dans la ZLE pour les périodes de 2015 à 2019. Après 2020, la demande dans le secteur de la production d'électricité reflète l'incidence projetée de la production d'électricité au gaz dans la région découlant de la remise en état prévue de centrales nucléaires dans la province de l'Ontario<sup>13</sup>.

Tel qu'il est illustré, la demande au sein de la ZLE est prévue croître d'un niveau moyen annuel de  $24,6 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $0,87 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) en 2014 à  $27,4 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $0,97 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) d'ici 2020, puis continuer à progresser jusqu'à 2030.



**Figure 5-7 : Demande historique et prévisionnelle en gaz pour la zone de livraison de l'est (révisées)**

<sup>13</sup> Ministère de l'Énergie de l'Ontario, Plan énergétique à long terme de l'Ontario, décembre 2013.

#### 5.4.3.2.3 Sommaire de la croissance de la demande

Le tableau 5-3 présente un sommaire de l'augmentation prévue, tel qu'il est expliqué ci-haut, de la demande totale pour les marchés du nord-est des États-Unis et de l'est du Canada. Globalement, la demande devrait croître au taux de 0,8 % par année.

**Tableau 5-3 : Sommaire de la croissance de la demande dans le nord-est des États-Unis et l'est du Canada (révisé)**

Région	Hausse de la demande 2015-2030		TCAC 2015-2030
	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j)	(Gpi <sup>3</sup> /j)	( % )
Nord-est des États-Unis	40,5	1,4	0,8
Est du Canada	3,6	0,1	0,9
Total	44,1	1,6	0,8

La croissance projetée du marché de 44,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/j (1,6 Gpi<sup>3</sup>/j) au cours de la période de 2015 à 2030 doit être comparée à la croissance de l'offre prévue provenant de Marcellus et d'Utica de 477 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/j (17 Gpi<sup>3</sup>/j) pendant la période de 2015 à 2025 uniquement. Étant donné la proximité de cette offre à ces marchés, il est raisonnable de s'attendre à un déplacement considérable de l'approvisionnement historiquement transporté depuis d'autres régions pour desservir cette demande.

#### 5.4.3.3 Incidence de la demande d'exportation – Triangle de l'Est

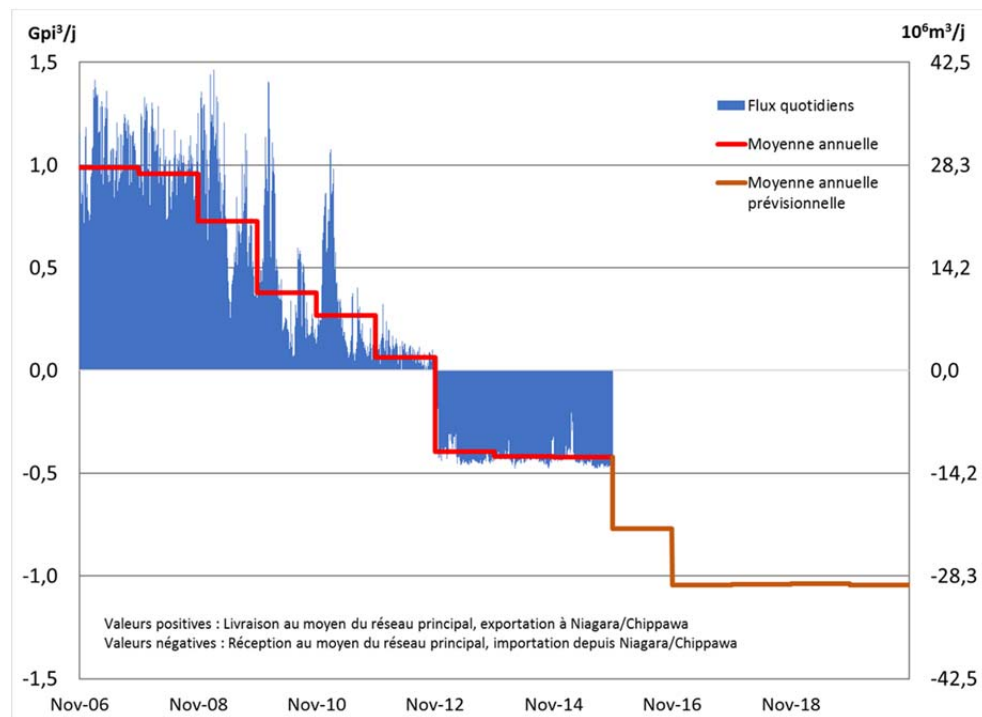
La croissance de l'offre de gaz dans le nord-est des États-Unis et l'intérêt subséquent à transporter ce gaz aux centres de chargement comme ceux de l'est du Canada ont entraîné un changement fondamental dans le circuit traditionnel de flux d'exportation sur la canalisation principale de TransCanada. L'exemple de cette incidence peut être constaté au point d'exportation de Niagara/Chippawa (veuillez vous reporter à la figure 5-8).

Le point de Niagara/Chippawa constituait historiquement un important point de livraison d'exportation qui comptait des exportations moyennes annuelles d'environ 28 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/j (1 Gpi<sup>3</sup>/j), avec des demandes de pointe pouvant atteindre 40 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/j (1,4 Gpi<sup>3</sup>/j). Le circuit des flux quotidiens au point d'exportation de Niagara/Chippawa a changé au fil du temps : le flux de livraison est devenu un flux de livraison en saison de pointe, puis éventuellement un flux de réception constant (importations au Canada), et est maintenant revenu à un flux de réception au Canada de plus de 13 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/j (460 Mpi<sup>3</sup>/j), et devrait atteindre une fourchette de 23 à 30 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/j (de 0,82 à 1,07 Gpi<sup>3</sup>/j) entre 2016 et 2025.

Simultanément aux dates de mise en service prévues de nombreux projets de pipelines annoncés, comme Atlantic Bridge, Algonquin Incremental Market,

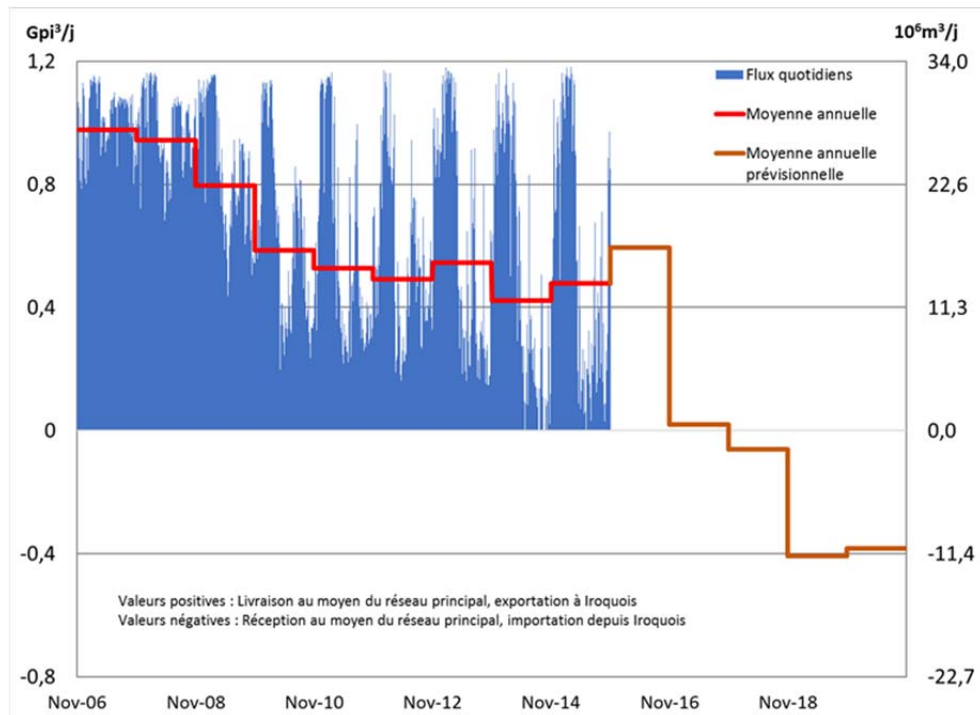
Constitution Pipeline, Northeast Energy Direct et New Market Project, il est prévu que le point d'exportation d'Iroquois subira des changements semblables, passant d'un point de livraison des exportations à un point d'importation, une fois que les installations de réception seront en place. Ces projets de pipelines proposés sont présentés au tableau 5-4.

Au cours de la deuxième moitié de la dernière décennie, les exportations à Iroquois ont atteint en moyenne  $28 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $1 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ), mais ont depuis chuté à environ  $14 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $500 \text{ Mpi}^3/\text{j}$ ). De plus, la tendance de flux quotidiens depuis 2010 suggère qu'Iroquois est utilisé de plus en plus pour les livraisons hivernales de pointe plutôt que pour répondre à la demande de base (voir la figure 5-9). Ces besoins sont comblés au moyen d'autres réseaux de pipelines. TransCanada prévoit qu'Iroquois deviendra un point de réception, en moyenne, d'ici 2018. Ce changement surviendra avant la cession proposée des installations du raccourci de North Bay à Énergie Est.



**Figure 5-8 : Livraisons historiques et prévisionnelles à Niagara/Chippawa (révisées)**





**Figure 5-9 : Volumes de livraison historiques et prévisionnels  
 à Iroquois (révisés)**

**Tableau 5-4 : Projets de pipelines proposés dans le nord-est des États-Unis (révisés)**

<b>Nom du projet (Promoteur)</b>	<b>Description du projet</b>	<b>Volume (TJ/j)</b>	<b>Volume (MDth/j)</b>	<b>Date de mise en service proposée</b>
Atlantic Bridge (Spectra – Algonquin et M&NE)	Augmentation de la capacité pour Algonquin et M&NE pour desservir les régions de la Nouvelle-Angleterre et du Canada atlantique.	145	138	Novembre 2017
AIM – Algonquin Incremental Market (Spectra - Algonquin)	Expansion du réseau existant d'Algonquin raccordant la production de Marcellus à Algonquin City Gates.	360	342	Novembre 2016
Diamond East (Williams/ Transco)	Assure un lien entre l'approvisionnement provenant le long de points de réception le long de la ligne Transco Leidy dans le comté de Lycoming (PA), et dans le comté de Luzerne (PA), à son bassin du marché à la station 210 dans le comté de Mercer (NJ).	1 055	1 000	Mi-2018
Appalachia to Market Project (Spectra – Texas Eastern)	Expansion du réseau Texas Eastern à partir de la région des Appalaches aux points de marché à la pointe sud du réseau d'Algonquin.	Jusqu'à 1 055	Jusqu'à 1 000	Novembre 2018
Northeast Energy Direct (Kinder Morgan/ Tennessee)	Tronçon de marché qui mène de Wright (NY) à Dracut (MA).	Jusqu'à 1 266	Jusqu'à 1 200	Novembre 2018
	Tronçon d'approvisionnement qui mène de la Pennsylvanie à Wright (NY) (à partir d'une ligne existante de TGP)	Jusqu'à 1 371	Jusqu'à 1 300	
Connecticut Expansion (Tennessee Gas Pipeline)	Expansions progressives le long de la ligne 200 de TGP pour augmenter la capacité vers le Connecticut.	76	72	Novembre 2016
Constitution Pipeline (Williams)	Du comté de Susquehanna (PA) jusqu'à Wright (NY), assurant un accès direct pour l'approvisionnement de Marcellus au pipeline Iroquois. Le projet Iroquois Wright Interconnect est associé à ce projet, ce qui fournit de la compression à Constitution.	686	650	4 <sup>e</sup> trimestre de 2016
Iroquois SoNo (Iroquois Gas Transmission)	Inversion du flux sur Iroquois, ce qui offre un moyen de transport physique de Dominion à Canajoharie, de Constitution à Wright, d'Algonquin à Brookfield puis jusqu'à la frontière canado-américaine.	686	650	Novembre 2017
C2C (Portland Natural Gas Transmission)	Expansion de la capacité de NGTS de 168 MDth/jour à environ 300 MDth/jour, de Pittsburgh à Westbrook.	317	300	Novembre 2017
Rockaway Lateral & Northeast Connector (Williams/Transco)	Offre une capacité de livraison de gaz de Transco au réseau de distribution de gaz de National Grid à Brooklyn et Queens (NY).	683	647	En service en mai 2015

**Tableau 5-4 : Projets de pipelines proposés dans le nord-est des États-Unis (révisés) (suite)**

<b>Nom du projet (Promoteur)</b>	<b>Description du projet</b>	<b>Volume (TJ/j)</b>	<b>Volume (MDth/j)</b>	<b>Date de mise en service proposée</b>
New Market Project (Dominion)	Assure une nouvelle capacité sur le système existant de Dominion pour les clients du nord-ouest de l'État de New York sur National Grid.	118	112	Fin 2016
PennEast Pipeline Co., AGL Resources, NJR Pipeline, PSEG, SJI Midstream, Spectra, et al	Du comté de Luzerne (PA) au comté de Mercer (NJ).	1 055	1 000	Novembre 2017

#### 5.4.3.4 Pression de l'offre dans l'est des États-Unis et du Canada – Nouveaux projets de gazoducs

En réaction à la croissance de l'offre de gaz de schiste dans le nord-est des États-Unis, de nombreux projets de gazoducs visant à livrer ces volumes de gaz aux centres de chargement dans le nord-est des États-Unis et possiblement du Canada ont été proposés. Ces projets sont résumés dans le tableau 5-4. Les projets de gazoducs sont développés pour permettre aux marchés américains d'avoir un accès direct à l'approvisionnement intérieur. Bien que rien ne garantit que tous ces projets iront de l'avant, un certain nombre d'entre eux sont bien avancés et ont atteint différents stades du processus d'approbation réglementaire. Les projets qui iront de l'avant auront une incidence sur le marché du nord-est des États-Unis et réduiront la dépendance historique sur les sources d'approvisionnement traditionnelles comme le BSOC. La figure 5-10 illustre l'emplacement de ces projets au sein du réseau de pipelines du nord-est des États-Unis.

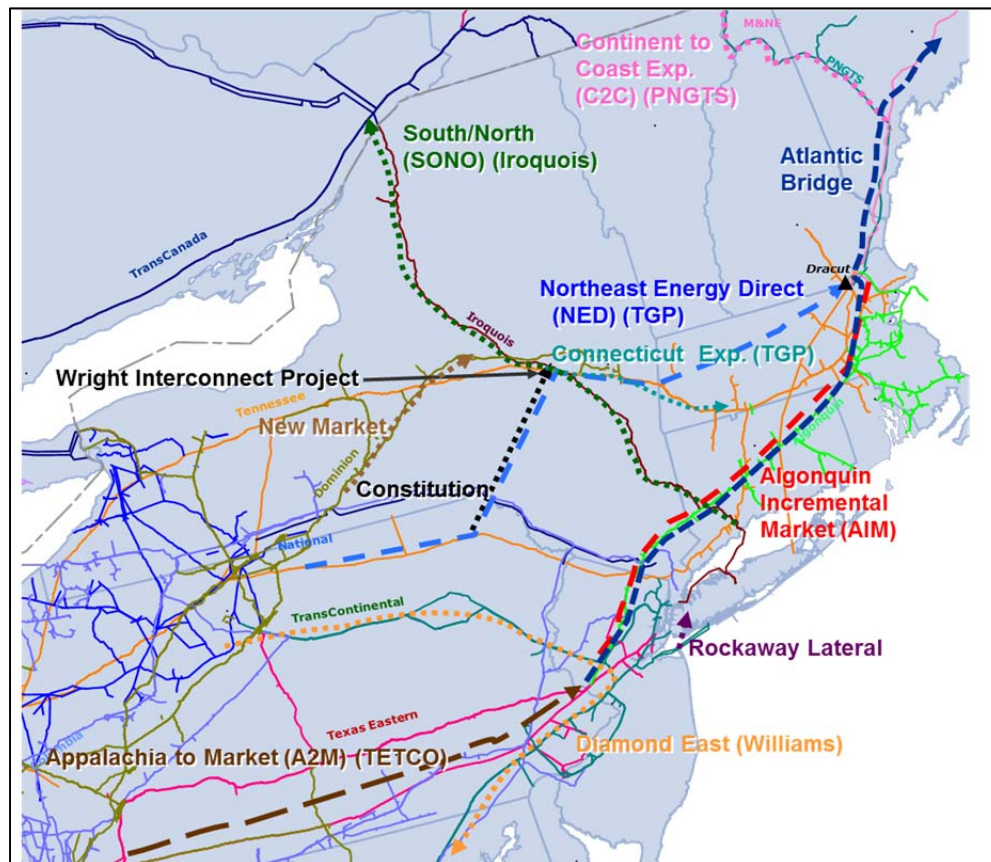


Figure 5-10 : Projets proposés dans le nord-est des États-Unis

#### **5.4.3.5 Exigences liées à la demande – Zone touchée**

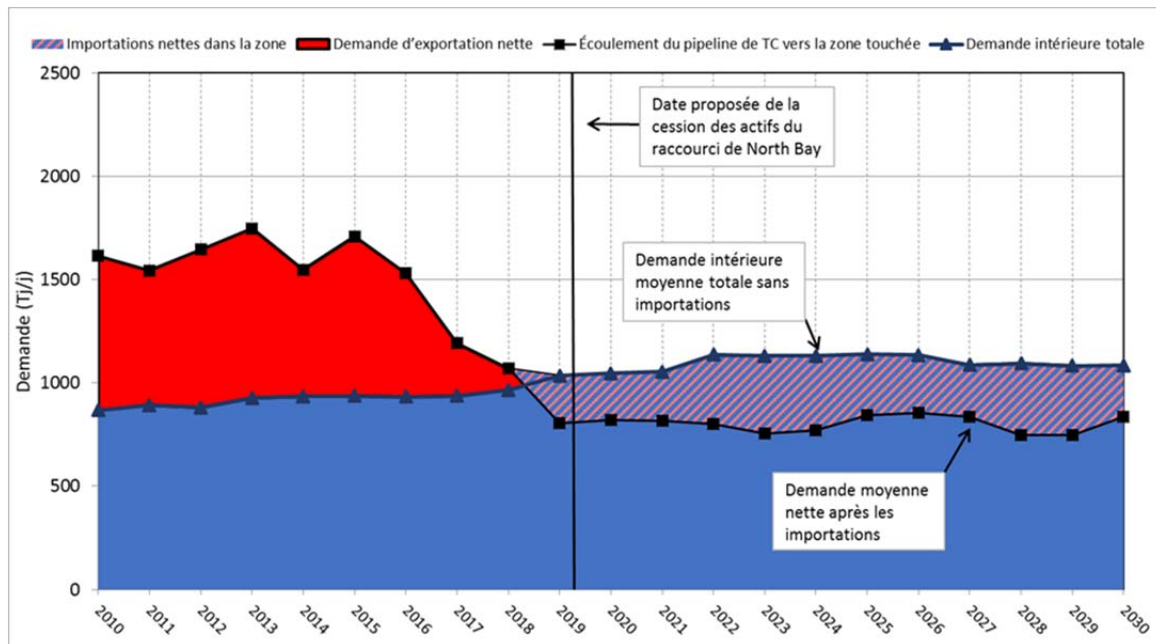
En raison de l'offre croissante de gaz de schiste provenant de Marcellus et d'Utica et de nouveaux projets visant à acheminer ce gaz à des centres de chargement tant aux États-Unis que dans l'est du Canada, et avec la tendance vers une réduction des besoins futurs en exportation, la capacité disponible dans le triangle de l'Est après la cession du raccourci de North Bay à Énergie Est et la construction du Projet du réseau principal de l'Est suffira à remplir tous les contrats de service garanti intérieurs. L'exposé qui suit aborde principalement la zone touchée.

La figure 5-11 présente les prévisions de TransCanada en matière de demande moyenne annuelle pour la zone touchée<sup>14</sup>. Une croissance modeste de la demande intérieure est prévue pour la zone touchée de 2015 à 2022, alors que la demande dans la ZLE se stabilisera par la suite. Au contraire, la demande d'exportation devrait chuter précipitamment au fil du temps, à mesure que la région passera progressivement d'un exportateur net de gaz aux États-Unis, à un importateur net de gaz d'ici 2019. Par conséquent, la demande d'exportation devrait baisser de 750 TJ/j en 2015 à 65 TJ/j en 2018, soit une baisse de 91 %.

La date de cession proposée du raccourci de North Bay est le 31 mars 2019. À ce moment, le rajustement à la demande d'exportation sera déjà survenu en grande partie. La demande totale moyenne annuelle (intérieure et d'exportation) devrait baisser de 1 685 TJ/j à 1 025 TJ/j, soit une réduction de plus de 600 TJ/j.

---

<sup>14</sup> Voir également le Tableau 6-5 : Débits annuels moyens dans la zone touchée, à la Section 6.3 : Prévisions de l'approvisionnement en gaz naturel, des marchés du gaz, et du débit.



**Figure 5-11 : Préviction de la demande moyenne – Zone touchée (révisée)**

#### 5.4.3.6 Solution sous forme d'installations proposées

Le triangle de l'Est et la canalisation principale de TransCanada dans leur ensemble sont touchés par les nouvelles tendances en matière d'approvisionnement à l'extrémité est du système pipelinier traditionnellement desservi par le BSOC. La tendance des acheteurs de gaz de rechercher des contrats d'approvisionnement qui sont géographiquement rapprochés des marchés d'utilisateurs finaux, et donc de réduire leurs engagements contractuels auprès de gazoducs de longue distance comme la canalisation principale, se manifeste déjà.

TransCanada propose le Projet du réseau principal de l'Est comme moyen de s'adapter aux nouvelles dynamiques du marché. Pour le triangle de l'Est, la croissance de l'approvisionnement de Marcellus et d'Utica entraînera une augmentation des réceptions de Dawn, une augmentation des réceptions du point de réception de Niagara/Chippawa, et à court terme, une hausse des réceptions à Iroquois. Ces tendances suggèrent qu'une solution sous forme d'installations en vue de fournir la capacité de service garanti de 2 714 TJ/j devrait être employée le long de la ligne de Montréal. On trouvera ci-après des renseignements complémentaires sur cette solution.

#### 5.4.3.7 Projet du réseau principal de l'Est

Une modification à la demande pour le Projet du réseau principal de l'Est sera déposée séparément et aux environs de la date de dépôt de la présente Modification de la Demande.

Le Projet du réseau principal de l'Est nécessite la construction d'environ 279 km de canalisation de 914 mm (DN 36), suivant généralement la ligne existante de Montréal, débutant à la VCP 132 près de Markham en Ontario, pour se terminer à la VCP 145A près de la communauté d'Iroquois, dans le canton de South Dundas. De plus, TransCanada propose d'ajouter neuf groupes compresseurs supplémentaires de 11 MW aux stations de compression existantes 134, 136, 139, 142 et 144.

Les nouveaux groupes compresseurs remplaceront les groupes existants compresseurs centrifuges/alternatifs à l'électricité installés dans les années 1960 et 1970, ce qui permettra de régler les questions d'obsolescence et de fiabilité tout en comblant les besoins à long terme en service garanti dans le triangle de l'Est de façon rentable. À défaut de réaliser ce projet, de nouvelles installations de compression, au coût d'environ 300 M\$, auraient été nécessaires pour remplacer les unités âgées et obsolètes le long de la ligne de Montréal.

La figure 5-12 présente une illustration du Projet du réseau principal de l'Est.

#### **5.4.3.8 Avantages opérationnels des nouvelles installations gazières proposées**

TransCanada propose d'ajouter des installations le long de la ligne de Montréal pour les motifs suivants :

- pour respecter les exigences de conception dans la zone touchée
- l'expansion est le chemin le plus court et le plus direct pour les volumes contractuels reçus aux termes de l'ASNC 2016 et de l'ASNC 2017 et permet d'aligner l'approvisionnement émergeant de Marcellus et d'Utica avec les principaux marchés du triangle de l'Est
- l'expansion offre l'occasion de rajuster adéquatement et d'optimiser les groupes compresseurs le long de la ligne de Montréal en installant de nouveaux groupes compresseurs plus rentables et de taille plus appropriée pour faciliter la mise hors service planifiée des groupes compresseurs actuels, qui sont plus petits et plus âgés.

Un énoncé détaillé des paramètres de conception et de l'analyse hydraulique employés dans la sélection des installations du Projet du réseau principal de l'Est est présenté à la section 6.5 : Conception du système, du présent volume.



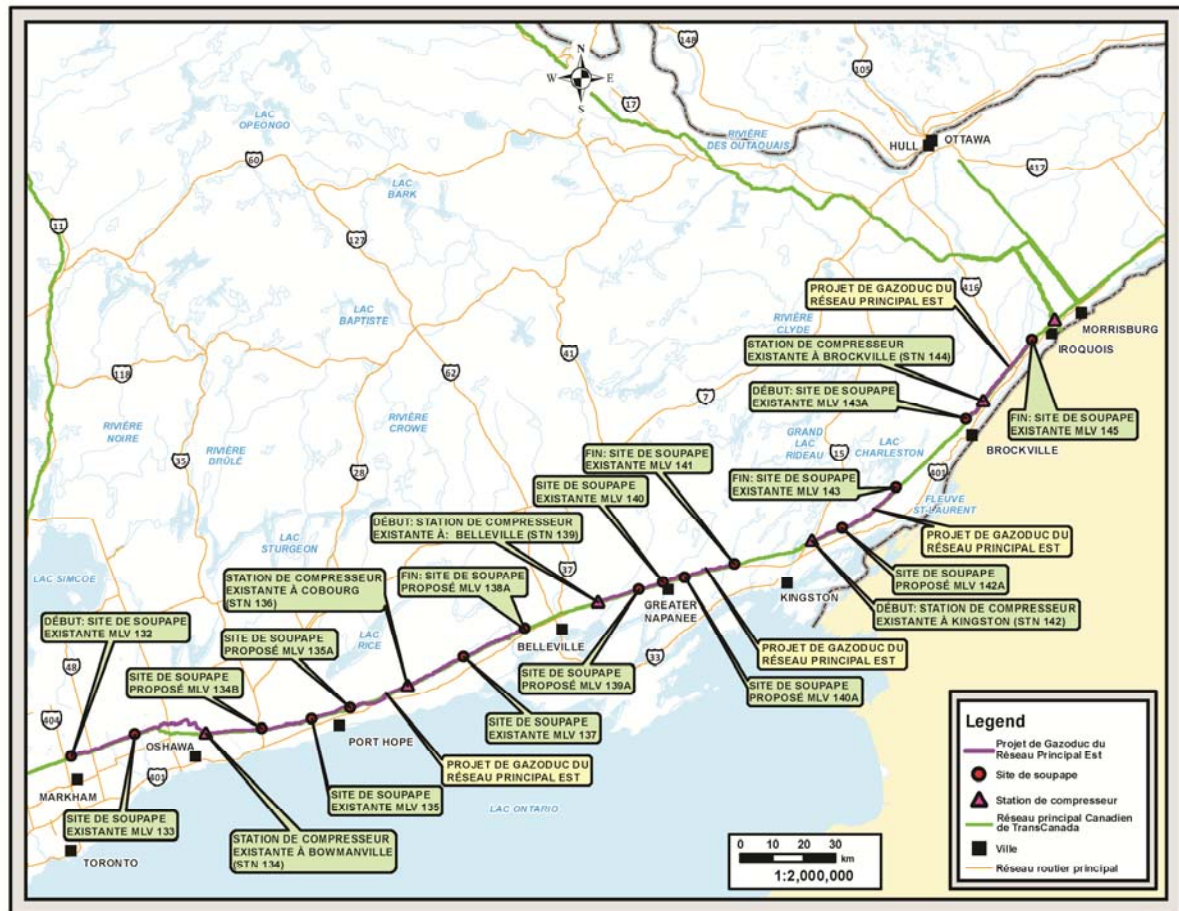


Figure 5-12 : Projet du réseau principal de l'Est (révisé)

#### 5.4.4 Base de tarification, besoins en revenus et droits

L'incidence de la cession d'actifs, du Projet du réseau principal de l'Est et de l'entente d'Énergie Est avec les SDL, aura des répercussions sur la base de tarification et les besoins en revenus, ainsi que sur les avantages généraux pour les expéditeurs de la canalisation principale, qui seront calculés en fonction de la valeur actualisée nette (« VAN »).

L'incidence nette de la cession d'actifs et du PRPE sur la base tarifaire de la canalisation principale représente une augmentation estimative de 665 M\$, tel qu'indiqué dans les tableaux 5-5 et 5-6.



**Tableau 5-5 : Incidence différentielle sur la base tarifaire de la canalisation principale (révisée)**

N° de ligne	Base tarifaire (M\$)	Cession d'actifs à Énergie Est	Projet du réseau principal de l'Est		Variation nette
			Ajouts du Projet	Mise hors service des groupes compresseurs <sup>1</sup>	
1	Installation avant redressement	(3 207)	2 137	(33)	(1 103)
2	Dépréciation accumulée	2 463	–	47	2 510
3	Installation nette	(744)	2 137	14	1 407
4	Prime d'acquisition	(697)	(37)	-	(734)
5	Stockage du gaz en canalisation <sup>2</sup>	(10)	2	-	(8)
<b>6</b>	<b>Base tarifaire globale</b>	<b>(1 451)</b>	<b>2 102</b>	<b>14</b>	<b>665</b>

Notes :

1. Passation en charge ordinaire pour les compresseurs électriques – le coût de la mise hors service est constaté au sein de la dépréciation accumulée entraînant une augmentation de la base tarifaire.
2. Le stockage du gaz en canalisation n'est pas transféré à Énergie Est et ne fait pas partie du prix de la cession.

**Tableau 5-6 : Incidence différentielle sur la base tarifaire par tronçon de la canalisation principale (révisée)**

N° de ligne	Base tarifaire (M\$)	Canalisation principale de l'Ouest	Triangle de l'Est <sup>1</sup>	Incidence nette sur la base tarifaire
1	Cession d'actifs	(357)	(1 094)	(1 451)
2	Projet du réseau principal de l'Est		2 102	2 102
3	Mise hors service des groupes compresseurs		14	14
4	Rajustement d'Énergie Est	200	(200)	-
<b>5</b>	<b>Incidence sur la base tarifaire nette</b>	<b>(157)</b>	<b>822</b>	<b>665</b>

Note :

1. Comprend la prime d'acquisition de 734 M\$.

À la lumière de l'augmentation nette de la base tarifaire, l'incidence différentielle estimative de la cession d'actifs et du PRPE sur les besoins en revenus représente une hausse de 296 M\$ pour la période comprise entre 2018-2050. Les besoins en revenus nets pour la période reflètent la réduction des dépenses relatives aux taxes foncières, aux frais d'exploitation, d'entretien et d'administration et à l'amortissement de la

prime d'acquisition, compensée toutefois par la hausse du rendement de la base tarifaire et les dépenses liées à la dépréciation (voir le tableau 5-7).

L'incidence nette pour les expéditeurs de la canalisation principale, si l'on considère les besoins en revenus, les conséquences des coûts relatifs à la cessation d'exploitation du pipeline et les coûts en combustible, correspond à un bénéfice net de plus de 500 M\$ pour la période se terminant en 2050, calculé selon la VAN (veuillez vous reporter au tableau 5-14 pour les calculs relatifs aux bénéfices des expéditeurs de la canalisation principale). De ce montant, le bénéfice net pour les expéditeurs du triangle de l'Est se chiffre à 100 M\$ pour la même période (voir le tableau 5-18 pour les calculs relatifs aux bénéfices des expéditeurs du triangle de l'Est). Le bénéfice net pour les expéditeurs de la canalisation principale de l'Ouest se chiffre à plus de 400 M\$ (veuillez vous reporter au tableau 5-19 pour les calculs relatifs aux bénéfices des expéditeurs de la canalisation principale de l'Ouest).

L'incidence de la cession d'actifs et du PRPE sur la base tarifaire, les besoins en revenus et les retombées économiques pour les expéditeurs de la canalisation principale de l'Ouest et du triangle de l'Est font l'objet d'une analyse détaillée dans les sections suivantes.

**Tableau 5-7 : Incidence différentielle sur les besoins en revenus de la canalisation principale (2016-2050) (révisée)**

N° de ligne	Besoins en revenus (M\$)	Cession à Énergie Est	Projet du réseau principal de l'Est		Montant net
			Ajouts du Projet	Mise hors service des groupes compresseurs <sup>1</sup>	
1	Rendement de la base tarifaire	(908)	3 250	32	2 374
2	Dépréciation	(713)	1 412	(66)	633
3	Amortissement de la prime d'acquisition <sup>2</sup>	(697)	–	–	(697)
4	Impôt sur le revenu	(288)	450	(1)	161
5	Taxes foncières	(2 259)	529	(13)	(1 743)
6	Exploitation, entretien et administration	(504)	171	–	(333)
7	Intégrité de la conduite	91	19	–	110
8	Coûts en électricité	–	–	(209)	(209)
9	<b>Augmentation/ (Diminution) des besoins en revenus totaux</b>	<b>(5 278)</b>	<b>5 831</b>	<b>(257)</b>	<b>296</b>

Notes :

1. Les dépenses en immobilisation qui ont été évitées ont permis des réductions de coûts d'environ 73 M\$ au poste du rendement, de la dépréciation et de l'impôt sur le revenu.
2. L'amortissement de la prime d'acquisition associée aux coûts du PRPE en excédent de 2,1 G\$ est compris dans la dépréciation.

### **Base tarifaire**

La base tarifaire et les besoins en revenus de la canalisation principale seront influencés par :

- la vente des actifs de la canalisation principale à Énergie Est pour un montant approximatif de 1,5 G\$, avec une VCN évaluée à 744 M\$
- la construction du Projet du réseau principal de l'Est pour un montant approximatif de 2,1 G\$
- la mise hors service de plusieurs groupes compresseurs le long de la ligne de Montréal
- un rajustement de 200 M\$ devant être déduit de la base tarifaire du triangle de l'Est et ajouté à la base tarifaire de la canalisation principale de l'Ouest (soit le rajustement d'Énergie Est).

#### **5.4.4.1.1 Incidence sur la base tarifaire – Cession d'actifs**

La cession d'actifs entraînera une réduction de la base tarifaire équivalant au prix de cession reçu d'Énergie Est, estimé à 1,5 G\$. Le prix de cession correspond à la VCN à la date de cession, à laquelle s'ajouteront une prime d'acquisition correspondant à la contribution relative à l'avantage financier de 697 M\$ et les coûts du PRPE en excédent de 2,1 G\$ (actuellement estimés à 37 M\$), pour une prime d'acquisition totale estimative de 734 M\$. La contribution relative à l'avantage financier correspond au montant du prix de cession en excédent de la VCN des actifs cédés à Énergie Est nécessaire pour dégager un avantage en fonction de la VAN de 100 M\$ pour les expéditeurs du triangle de l'Est entre 2018 et 2050.

TransCanada propose que la vente et la cession des actifs à Énergie Est soient comptabilisées en tant que réforme extraordinaire. Conformément à l'article 40 du *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs* et à l'entente d'Énergie Est avec les SDL, TransCanada demande à ce que la composante constituée de la contribution relative à l'avantage financier de la prime d'acquisition soit constatée dans un compte de prime d'acquisition qui sera inclus en tant que réduction de la base tarifaire du triangle de l'Est et amorti jusqu'au 31 décembre 2030. La prime d'acquisition associée aux coûts du PRPE en excédent de 2,1 G\$ sera constatée sous forme de crédit aux comptes d'installations de gazoducs en service du triangle de l'Est. L'affectation de la prime d'acquisition à la base tarifaire du triangle de l'Est offre des avantages pour ce tronçon de la canalisation principale. Le tableau 5-9 présente un résumé des répercussions de la cession d'actifs sur la base tarifaire des différents tronçons.

**Tableau 5-8 : Résumé de la cession d'actifs (révisé)**

N° de ligne	Tronçon (millions)	Valeur comptable brute	Dépréciation accumulée	Valeur comptable nette	Affectation de la prime d'acquisition <sup>1</sup>	Affectation du prix de cession	Stockage du gaz en canalisation	Réductions totales à la base tarifaire	Dates de cession
1	Canalisation principale de l'Ouest	2 535	(2 187)	348	-	348	9	357	Mars 2018
2	Triangle de l'Est	672	(276)	396	697	1 093	1	1 094	Mars 2019
3	<b>Total</b>	<b>3 207</b>	<b>(2 463)</b>	<b>744</b>	<b>697</b>	<b>1 441</b>	<b>10</b>	<b>1 451</b>	
Note : 1. Tranche de la prime d'acquisition associée à la cession d'actifs, exclusion faite des coûts du PRPE estimés à 37 M\$ en excédent de 2,1 G\$.									

La VCN finale des actifs devant être cédés sera déterminée comme suit :

- les additions en capital réelles entre le 31 décembre 2013 et les dates de cession, y compris les coûts associés aux installations de raccordement nécessaires et à tout équipement de racleage, seront inclus dans la VCN finale.
- les réductions en capital réelles entre le 31 décembre 2013 et les dates de cession, y compris la dépréciation, calculée selon les taux actuellement approuvés, ainsi que les réformes, seront incluses dans la VCN finale.

#### 5.4.4.1.2 Incidence sur la base tarifaire – Projet du réseau principal de l'Est

L'ajout des installations du Projet du réseau principal de l'Est fera augmenter d'au plus 2,1 G\$ la base tarifaire de la canalisation principale. Si moins d'installations sont nécessaires pour le triangle de l'Est et que les coûts du PRPE sont inférieurs à 2,1 G\$, la prime d'acquisition sera rajustée de sorte que les avantages en fonction de la VAN pour les expéditeurs du triangle de l'Est demeureront à 100 M\$. Inversement, si les coûts du PRPE dépassent 2,1 G\$, la prime d'acquisition augmentera pour compenser tout coût en excédent de 2,1 G\$.

Une fois le Projet du réseau principal de l'Est complété, les 13 groupes compresseurs électriques de la ligne de Montréal, vieux d'une cinquantaine d'années en moyenne, seront mis hors service. Les coûts associés à cette mise hors service entraîneront une augmentation de 14 M\$ de la base tarifaire. L'augmentation des besoins en revenus liée à cette petite augmentation de la base tarifaire est amplement compensée par les économies de coûts réalisées en raison des faibles coûts en électricité et des dépenses en immobilisation d'entretien évitées. De plus, à défaut de réaliser le Projet du réseau principal de l'Est, de nouvelles installations de compression, au coût d'environ 300 M\$, seraient nécessaires pour remplacer les unités âgées et obsolètes le long de la

ligne de Montréal. Les coûts évités associés au remplacement éventuel des unités électriques par de nouvelles installations de compression constituent un autre avantage qui n'a pas été pris en compte dans cette analyse.

Ces changements à la base tarifaire sont détaillés dans le tableau 5-9.

**Tableau 5-9 : Coût du Projet du réseau principal de l'Est (révisé)**

N° de ligne	Base tarifaire (M\$)	Projet du réseau principal de l'Est	Date d'entrée en service
1	Conduite	1 648	Mars 2019
2	Compression	489	Mars 2019
3	Prime d'acquisition <sup>1</sup>	(37)	
4	Stockage du gaz en canalisation	2	
5	<b>Capital lié à la capacité totale du Projet du réseau principal de l'Est</b>	<b>2 102</b>	
6	Mise hors service des groupes compresseurs	14	2019-2022
7	<b>Total des ajouts à la base tarifaire</b>	<b>2 116</b>	
Note : 1. Il s'agit d'une estimation de la tranche de la prime d'acquisition ayant trait au coût en capital du Projet du réseau principal de l'Est en excédent de 2,1 G\$.			

#### **5.4.4.1.3 Incidence sur la base tarifaire – Rajustement d'Énergie Est**

Le rajustement d'Énergie Est constitue essentiellement le transfert de 200 M\$ de base tarifaire du triangle de l'Est à la canalisation principale de l'Ouest. Ce transfert s'effectue au moyen de la création de deux nouveaux comptes de rajustement, dans lesquels des montants égaux et compensatoires seront constatés entre la base tarifaire de la canalisation principale de l'Ouest et celle du triangle de l'Est. Simultanément à la cession d'actifs initiale de la canalisation principale de l'Ouest, un rajustement sera effectué pour hausser la base tarifaire de la canalisation principale de l'Ouest de 200 M\$, et un rajustement correspondant sera effectué pour réduire la base tarifaire du triangle de l'Est de 200 M\$. Les rajustements seront constatés dans les comptes de rajustement respectifs d'Énergie Est pour la canalisation principale de l'Ouest et pour le triangle de l'Est, et amortis sur la même période se terminant le 31 décembre 2030.

Le rajustement d'Énergie Est constitue un rajustement inter-tronçon de la base tarifaire. Il n'aura aucune incidence sur la base tarifaire globale de la canalisation principale ni sur les besoins en revenus. Il aura plutôt des répercussions sur les bases tarifaires (et donc sur les besoins en revenus et les droits) des tronçons respectifs du triangle de l'Est et de la canalisation principale de l'Ouest.

Le rajustement d'Énergie Est à la base tarifaire est nécessaire pour réaliser l'avantage financier du triangle de l'Est (un avantage financier d'au moins 100 M\$, calculés en fonction de la VAN jusqu'à la fin de 2050) qui forme une composante essentielle de l'entente d'Énergie Est avec les SDL.

L'entente d'Énergie Est avec les SDL prévoit des avantages financiers qui sont satisfaisants pour les expéditeurs de la canalisation principale dans le triangle de l'Est les plus importants et les plus touchés, et dont les aires géographiques visées par des franchises comptent pour 75 % des revenus de la canalisation principale. En l'absence du rajustement d'Énergie Est, l'entente d'Énergie Est avec les SDL ne pourrait pas exister et ses avantages pour tous les expéditeurs de la canalisation principale ne pourraient pas se concrétiser. Les expéditeurs de la canalisation principale de l'Ouest seraient en moins bonne position pour tirer un avantage de la cession d'actifs. Les expéditeurs du triangle de l'Est, y compris non seulement les SDL mais aussi tous les autres expéditeurs dans le triangle de l'Est, ne seraient pas en mesure de réaliser l'avantage financier du triangle de l'Est de 100 M\$.

Le Projet Énergie Est et le PRPE sont poursuivis dans l'intérêt public. L'évaluation de l'intérêt public implique la mise en équilibre des intérêts économiques, environnementaux et sociaux, l'estimation du bien général pour le public que le projet peut créer, et la prise en compte des diverses retombées positives et répercussions défavorables. Le Projet a notamment comme retombée la réalisation par les expéditeurs de la canalisation principale de l'Ouest d'un avantage économique de 400 M\$ qu'ils ne toucheraient pas n'eût été le Projet et le rajustement d'Énergie Est.

#### **5.4.4.1.4 Incidence nette sur la base tarifaire**

L'incidence nette de la cession d'actifs et du Projet du réseau principal de l'Est sur la base tarifaire de la canalisation principale correspond à une augmentation de 665 M\$, comme il est indiqué au tableau 5-5.

Sur la base des tronçons individuels, la canalisation principale de l'Ouest verra sa base tarifaire réduite d'environ 157 M\$, soit la VCN des actifs cédés, partiellement compensée par le rajustement d'Énergie Est de 200 M\$. Toutefois, la base tarifaire du triangle de l'Est verra une augmentation nette de 822 M\$, attribuable aux coûts des ajouts du Projet du réseau principal de l'Est et aux coûts de mise hors service des groupes compresseurs électriques, qui sont plus importants que les réductions de sa base tarifaire. Les réductions sont constituées de la VCN de 396 M\$ des actifs cédés du triangle de l'Est, de l'affectation de la prime d'acquisition d'environ 734 M\$ et du rajustement d'Énergie Est de 200 M\$. L'incidence nette sur la base tarifaire par tronçon de la canalisation principale est illustrée au tableau 5-7.

#### **5.4.4.2 Besoins en revenus**

L'incidence de la cession d'actifs, de l'ajout d'installations du Projet du réseau principal de l'Est et la mise hors service des groupes compresseurs devraient entraîner une hausse de 296 M\$ des besoins en revenus de la canalisation principale pour les années 2018 à 2050. Les réductions découlant de l'amortissement de la prime d'acquisition, des taxes foncières, des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et des coûts en électricité, ont été compensées par une hausse attribuée à la base tarifaire, et aux coûts de dépréciation, de l'impôt sur le revenu et d'intégrité du pipeline. Les coûts réduits de cessation d'exploitation du pipeline, tels que présentés à la section 5.4.4.4, ont également des répercussions.

L'Annexe Volume 2-6 de la Demande initiale présentait un aperçu des principales hypothèses relatives aux besoins en revenus employées dans l'analyse portant sur l'incidence de la cession d'actifs sur les expéditeurs de la canalisation principale. Ces hypothèses ont fait l'objet d'un certain nombre de changements pour tenir compte de facteurs comme la mise à jour des taux de l'impôt sur le revenu, des changements à la base tarifaire et du rendement, et pour assurer une cohésion avec les hypothèses employées pour les besoins de l'entente d'Énergie Est avec les SDL. On trouvera les hypothèses mises à jour à l'Annexe Volume 1-12.

##### **5.4.4.2.1 Incidence sur les besoins en revenus – Cession d'actifs**

La cession d'actifs devrait entraîner une réduction approximative de 5,3 G\$ des besoins en revenus de la canalisation principale pour les années 2018 à 2050. Les principaux facteurs qui contribuent à cette réduction sont les suivants :

- La prime d'acquisition, estimée à 697 M\$ au-dessus de la VCN, exclusion faite de la tranche liée aux coûts du PRPE en excédent de 2,1 G\$, réduira les besoins en revenus de 697 M\$, en plus de l'avantage fiscal qui en résulte, cette tranche de la prime d'acquisition étant amortie jusqu'en 2030.
- La disposition des actifs réduit le coût des installations de gazoduc en service d'origine. Ceci entraîne une réduction comparable des frais de dépréciation annuels, en plus des incidences fiscales qui lui sont associées.
- La base tarifaire est réduite du montant de la VCN majoré du solde non amorti de la prime d'acquisition. La réduction de la base tarifaire devrait se chiffrer à environ 1,5 G\$ à la date de la cession d'actifs finale et elle entraînera des réductions au rendement de la base tarifaire et à l'impôt sur le revenu qui lui est associé.

- L'augmentation des coûts d'intégrité du pipeline attribuable à des changements aux activités d'entretien des actifs demeurant affectés au transport gazier suivant la cession d'actifs.
- Les économies annuelles attribuables au fait de ne plus être propriétaire des actifs pipeliniers. Les taxes foncières et les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration de la canalisation principale seront réduits en raison du transfert d'environ 3 000 km d'actifs pipeliniers en Saskatchewan, au Manitoba et en Ontario.

Les besoins en revenus annuels associés à la cession d'actifs pour les années 2018 à 2050 figurent au tableau 5-10.

#### **5.4.4.2.2 Incidence sur les besoins en revenus – Projet du réseau principal de l'Est**

L'augmentation de la base tarifaire de la canalisation principale qui résulte des ajouts d'installations au Projet du réseau principal de l'Est et de la mise hors service des groupes compresseurs électriques, haussera d'environ 5,6 G\$ les besoins en revenus de la canalisation principale au cours de la période de 2018 à 2050.

L'ajout des installations du Projet du réseau principal de l'Est d'environ 2,1 G\$ augmentera la base tarifaire et le rendement sur la base tarifaire, la dépréciation et l'impôt sur le revenu connexes. La propriété de nouvelles installations donne également lieu à une hausse des taxes foncières et des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration et à des coûts relatifs à l'intégrité du pipeline. La mise hors service des groupes compresseurs électriques vieillissants réduira les coûts en électricité, en plus de réduire le rendement, la dépréciation et l'impôt sur le revenu relatifs aux dépenses en immobilisation ainsi évitées. Ces économies sont légèrement compensées par le rendement et les coûts en matière d'impôts sur le revenu plus élevés, qui correspondent aux frais de 14 M\$ ajoutés à la base tarifaire pour la mise hors service des groupes compresseurs. Les besoins en revenus annuels associés au Projet du réseau principal de l'Est et à la mise hors service des groupes compresseurs pour les années 2018 à 2050 figurent au tableau 5-11.

#### **5.4.4.2.3 Incidence sur les besoins en revenus – Rajustement d'Énergie Est**

Le rajustement d'Énergie Est n'entraîne aucune incidence nette sur les besoins en revenus globaux de la canalisation principale. Le rajustement de 200 M\$ ajouté à la base tarifaire de la canalisation principale de l'Ouest est compensé par un rajustement correspondant en réduction de la base tarifaire du triangle de l'Est. Ces deux rajustements seront amortis sur la même période, se terminant le 31 décembre 2030, et le résultat net se traduira par une réaffectation égale et compensatoire du rendement, de l'amortissement et de l'impôt sur le revenu entre les deux tronçons.



L'incidence sur les besoins en revenus du rajustement d'Énergie Est pour les tronçons du triangle de l'Est et de la canalisation principale de l'Ouest est comprise dans le tableau 5-18 et le tableau 5-19, respectivement.

Les besoins en revenus annuels moyens de la canalisation principale de l'Ouest sont estimés à environ 0,5 G\$ par année entre 2018 et 2050, compte tenu de tous les effets associés au Projet Énergie Est. Il s'agit d'une donnée inférieure de 10 % à la moyenne calculée sans le Projet Énergie Est. L'incidence moyenne du rajustement d'Énergie Est sur les besoins en revenus de la canalisation principale de l'Ouest au cours de cette période est de 2 %, un pourcentage nettement inférieur à l'avantage économique de 400 M\$ dont profiteront les expéditeurs de la canalisation principale de l'Ouest aux termes du Projet.

#### **5.4.4.2.4 Incidence nette sur les besoins en revenus**

L'incidence nette de la cession d'actifs et du Projet du réseau principal de l'Est sur les besoins en revenus de la canalisation principale pour les années 2018 à 2050 correspond à une hausse d'environ 296 M\$, tel que résumé dans le tableau 5-7.

#### **5.4.4.3 Incidence sur les droits**

Dans le cadre de la récente décision RH-001-2014, les droits de TransCanada relatifs au service garanti sont fixés pour la période 2015-2017, et sont réévalués en vue d'un ajustement possible pour la période 2018-2020. De plus, conformément à l'entente d'Énergie Est avec les SDL, les droits pour la période comprise entre 2018 et 2020 seront établis sans tenir compte de l'incidence de la cession d'actifs et du Projet du réseau principal de l'Est. Par conséquent, la cession d'actifs et l'ajout du Projet du réseau principal de l'Est n'auront pas d'incidence sur les droits applicables à la canalisation principale avant 2021. L'entente d'Énergie Est avec les SDL prévoit en outre que les droits seront établis en vue de réaliser les avantages de l'entente d'Énergie Est avec les SDL de façon à atténuer la volatilité des droits au cours de la période de 2018 à 2030.

Bien que la conception des droits applicables peut changer de temps à autres et que d'autres facteurs peuvent influencer le niveau des droits approuvés par l'Office, on doit s'attendre à ce que les droits de la canalisation principale changent proportionnellement à l'évolution du niveau des besoins en revenus au fil du temps. La discussion concernant l'incidence de la cession d'actifs et du Projet du réseau principal de l'Est sur les besoins en revenus de la canalisation principale met ainsi également en évidence l'incidence anticipée sur les droits applicables à la canalisation principale.

Le tableau 5-10 présente une évaluation de l'incidence différentielle de la cession d'actifs sur les prévisions relatives aux besoins en revenus de la canalisation principale. Le tableau 5-11 présente une évaluation semblable, qui montre l'augmentation différentielle des besoins en revenus de la canalisation principale entraînée par l'ajout du Projet du réseau principal de l'Est. De plus amples renseignements relatifs à l'incidence économique globale sur les utilisateurs de la canalisation principale se trouvent à la section 5.4.7.

**Tableau 5-10 : Besoins en revenus différentiels de la canalisation principale – Cession d'actifs (données mises à jour)**

N°	Élément de coût (M\$)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rendement sur la base tarifaire	(22)	(93)	(91)	(75)	(69)	(63)	(58)	(52)	(46)	(39)	(33)	(28)	(22)	(19)	(18)	(17)	(16)
2	Dépréciation	(35)	(100)	(111)	(41)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(12)	(1)	(79)	(11)	(11)	(11)	(11)
3	Amortissement de la prime d'acquisition	(48)	(58)	(58)	(58)	(58)	(58)	(58)	(58)	(58)	(58)	(58)	(69)	–	–	–	–	–
4	Impôt sur le revenu	(28)	(49)	(55)	(29)	(20)	(20)	(20)	(20)	(19)	(19)	(17)	(17)	(20)	5	5	4	4
5	Taxes foncières	(22)	(40)	(44)	(45)	(47)	(48)	(49)	(51)	(52)	(54)	(56)	(57)	(59)	(61)	(63)	(65)	(66)
6	Exploitation, entretien et administration	(7)	(11)	(11)	(12)	(12)	(12)	(12)	(13)	(13)	(13)	(13)	(14)	(14)	(14)	(15)	(15)	(15)
7	Intégrité de la conduite	3	–	4	3	–	–	2	4	4	4	5	4	2	3	–	–	2
8	<b>Total de l'incidence sur les besoins en revenus</b>	<b>(159)</b>	<b>(351)</b>	<b>(366)</b>	<b>(257)</b>	<b>(223)</b>	<b>(218)</b>	<b>(212)</b>	<b>(207)</b>	<b>(201)</b>	<b>(196)</b>	<b>(184)</b>	<b>(182)</b>	<b>(192)</b>	<b>(97)</b>	<b>(102)</b>	<b>(104)</b>	<b>(102)</b>

N°	Élément de coût (M\$)	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	Total
1	Rendement sur la base tarifaire	(15)	(15)	(14)	(13)	(12)	(11)	(11)	(10)	(9)	(8)	(7)	(7)	(6)	(4)	(3)	(2)	(908)
2	Dépréciation	(11)	(11)	(11)	(11)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(713)
3	Amortissement de la prime d'acquisition	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	(697)
4	Impôt sur le revenu	3	3	3	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	(288)
5	Taxes foncières	(68)	(71)	(73)	(75)	(77)	(79)	(82)	(84)	(87)	(89)	(92)	(95)	(98)	(101)	(103)	(106)	(2 259)
6	Exploitation, entretien et administration	(15)	(16)	(16)	(16)	(17)	(17)	(17)	(18)	(18)	(18)	(19)	(19)	(20)	(20)	(20)	(22)	(504)
7	Intégrité de la conduite	4	4	4	5	4	2	3	–	–	2	4	4	4	5	4	2	91
8	<b>Total de l'incidence sur les besoins en revenus</b>	<b>(102)</b>	<b>(106)</b>	<b>(107)</b>	<b>(108)</b>	<b>(112)</b>	<b>(115)</b>	<b>(117)</b>	<b>(122)</b>	<b>(125)</b>	<b>(124)</b>	<b>(125)</b>	<b>(128)</b>	<b>(131)</b>	<b>(131)</b>	<b>(133)</b>	<b>(139)</b>	<b>(5 278)</b>

**Tableau 5-11 : Besoins en revenus différentiels de la canalisation principale – Projet du réseau principal de l'Est<sup>15</sup> (données mises à jour)**

N°	Élément de coût (M\$)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rendement sur la base tarifaire	(1)	143	163	150	148	145	142	139	134	128	122	118	115	111	107	104	101
2	Dépréciation	–	36	43	43	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
3	Impôt sur le revenu	–	3	(23)	(16)	(10)	(5)	(1)	3	6	9	11	13	15	17	18	19	20
4	Taxes foncières	–	7	10	10	11	11	11	12	12	12	13	13	14	14	14	15	15
5	Exploitation, entretien et administration	–	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	6	6	6	4	6	6
6	Intégrité de la conduite	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1	1	1	1	1	1
7	Coûts en électricité	–	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)
8	<b>Total de l'incidence sur les besoins en revenus</b>	<b>(1)</b>	<b>186</b>	<b>190</b>	<b>184</b>	<b>188</b>	<b>190</b>	<b>191</b>	<b>194</b>	<b>192</b>	<b>189</b>	<b>185</b>	<b>186</b>	<b>186</b>	<b>184</b>	<b>179</b>	<b>180</b>	<b>178</b>

N°	Élément de coût (M\$)	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	Total
1	Rendement sur la base tarifaire	98	95	92	89	86	83	80	77	74	71	68	66	63	60	57	54	3 282
2	Dépréciation	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	44	44	44	1 346
3	Impôt sur le revenu	21	22	22	23	23	24	24	24	24	24	24	24	24	23	22	22	449
4	Taxes foncières	16	16	17	17	18	18	19	19	20	21	21	22	23	24	25	26	516
5	Exploitation, entretien et administration	6	4	6	7	7	5	7	7	7	5	7	7	7	6	8	8	171
6	Intégrité de la conduite	1	1	3	1	1	1	1	1	1	–	–	–	2	–	–	–	19
7	Coûts en électricité	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(209)
8	<b>Total de l'incidence sur les besoins en revenus</b>	<b>177</b>	<b>173</b>	<b>175</b>	<b>172</b>	<b>170</b>	<b>166</b>	<b>166</b>	<b>163</b>	<b>161</b>	<b>156</b>	<b>155</b>	<b>155</b>	<b>155</b>	<b>151</b>	<b>150</b>	<b>148</b>	<b>5 574</b>

<sup>15</sup> Comprend l'incidence tant du Projet du réseau principal de l'Est que de la mise hors service des groupes compresseurs.



#### 5.4.4.4 Répercussions financières de la cessation d'exploitation du pipeline

Les coûts estimatifs de la cessation d'exploitation (« CECE ») ont été examinés par l'Office dans la décision MH-001-2012. Les CECE initiaux de 2,38 G\$ pour la canalisation principale ont été approuvés par l'Office le 6 mai 2014<sup>16</sup>. Le transfert des installations et l'ajout des installations du Projet du réseau principal de l'Est entraîneront une réduction nette des CECE. L'incidence nette estimative de ces deux modifications apportées aux installations correspond à une réduction de 362 M\$, ou 15,2 %, des 2,38 G\$ de CECE initialement approuvés (voir le tableau 5-13).

**Tableau 5-12 : Canalisation principale de TransCanada – Incidence sur les fonds relatifs à la cessation d'exploitation du pipeline (révisée)**

(M\$)	Coûts estimatifs de la cessation d'exploitation (CECE)	Contribution annuelle (CA)
Cession d'actifs	(424 \$)	(23 \$)
Projet du réseau principal de l'Est	62 \$	3 \$
Coût différentiel	(362 \$)	(20 \$)
Différence en %	(15,2 %)	(15,2 %)

Les mécanismes pour la mise de côté des fonds et de prélèvement de fonds ont été étudiés par l'ONÉ dans la décision MH-001-2013. Il n'y aura aucune conséquence sur le mécanisme pour la mise de côté des fonds ou sur tout fonds relatif à la cessation d'exploitation de la canalisation principale mis de côté avant la cession d'actifs. De plus, la cession d'actifs n'aura également pas d'effet sur le mécanisme de prélèvement de fonds pour la canalisation principale.

L'incidence globale de la cession du Projet du réseau principal de l'Est sur les coûts de la cessation d'exploitation se résumera à une réduction de la contribution annuelle correspondant à la réduction de l'ensemble des coûts estimatifs de la cessation d'exploitation.

#### 5.4.4.5 Incidence sur le combustible

L'incidence de la cession d'actifs sur le combustible de la canalisation principale a été établie en fonction des installations qui seront en service après la cession d'actifs et des prévisions de débit pour la période 2018 à 2050 (voir les sections 6.1 à 6.4 : Prévisions de l'approvisionnement en gaz naturel, des marchés du gaz et du débit). De manière générale, lors de l'enlèvement des installations du pipeline, la consommation de combustible augmentera pour un même niveau de débit.

<sup>16</sup> MH-001-2012 Motifs de décision, Coûts estimatifs de la cessation d'exploitation révisés, 6 mai 2014.

Sur les tronçons de la ligne des Prairies et de la LNO, il est prévu que l'augmentation de la consommation de combustible entraînée par la cession d'actifs soit légère, l'utilisation de combustible devant être plus élevée en 2018 avant de se stabiliser ou décroître jusqu'en 2030. Pour le triangle de l'Est, la consommation devrait aussi être plus élevée en 2019, pour ensuite se stabiliser jusqu'en 2050.

La détermination de combustible pour toutes les zones de conception est établie en tenant compte des conditions saisonnières moyennes en matière de température du sol, de température ambiante et de température du gaz. Pour chaque zone de conception, les hypothèses relatives aux installations et les prévisions en matière de combustible supplémentaire sont présentées au tableau 5-13.

En se basant sur les prévisions des prix du gaz à des lieux d'approvisionnement clés, l'incidence à l'égard du combustible pour l'ensemble du réseau devrait se traduire par une VAN de 54 M\$ pour la période 2018 à 2050.

Pour la ligne des Prairies, tous les pipelines devraient pouvoir être exploités à une PEM.

Pour la ligne du nord de l'Ontario, tous les pipelines sont en service à une PEM à l'exception de la ligne 100-2, qui ne fonctionne pas à plein rendement en raison d'une reclassification de l'intégrité actuelle du pipeline entreprise avant la cession d'actifs. Les travaux sur l'intégrité du pipeline sur la ligne 100-2 seront menés afin de s'assurer que tous les besoins en service garanti seront respectés à la suite de la cession d'actifs.

Pour le triangle de l'Est, toutes les installations de pipelines sont en service à une PEM avant la cession d'actifs. À la suite de cette cession projetée, la ligne 1200-1 sera en service à une PEM et le Projet du réseau principal de l'Est sera en service.

**Tableau 5-13 : Prévisions relatives au combustible supplémentaire pour 2016 à 2050 (révisées)**

Année	Ligne des Prairies	Ligne du nord de l'Ontario	Triangle de l'Est
	Combustible supplémentaire généré par la conversion de la ligne 100-4 (TJ/j)	Combustible supplémentaire généré par la conversion des lignes 100-4/100-3 (partiellement) (TJ/j)	Combustible supplémentaire généré par la conversion de la ligne 1200-2 (TJ/j)
2018	0,2	3,7	0,0
2019	0,1	2,6	3,9
2020	0,1	1,7	1,9
2021	0,0	0,7	1,0
2022	0,0	0,6	1,7

**Tableau 5-13 : Prévisions relatives au combustible supplémentaire  
pour 2016 à 2050 (révisées) (suite)**

Année	Ligne des Prairies	Ligne du nord de l'Ontario	Triangle de l'Est
	Combustible supplémentaire généré par la conversion de la ligne 100-4 (TJ/j)	Combustible supplémentaire généré par la conversion des lignes 100-4/100-3 (partiellement) (TJ/j)	Combustible supplémentaire généré par la conversion de la ligne 1200-2 (TJ/j)
2023	0,0	0,6	2,0
2024	0,0	0,6	2,0
2025	0,0	0,6	1,2
2026	0,0	0,6	1,2
2027	0,0	0,6	1,2
2028	0,0	0,6	1,2
2029	0,0	0,6	1,2
2030–2050	0,0	0,6	1,2

#### 5.4.5 Incidence sur le service

TransCanada construit des installations qui permettent de respecter les exigences de conception, et la cession d'actifs et l'ajout du Projet du réseau principal de l'Est n'auront pas de répercussions sur le service garanti. Tous les marchés garantis et les points de livraison actuellement desservis par la canalisation principale continueront d'être desservis à la suite de la cession d'actifs. Le réseau est conçu pour respecter les exigences de conception avec un haut degré de fiabilité, au moyen, notamment, de la protection contre la perte d'unités critiques, partie intégrante de l'approche de conception de TransCanada présentée à la section 5.4.2.

À la suite de la construction du Projet du réseau principal de l'Est et de la cession d'actifs subséquente, la capacité de la canalisation principale devrait correspondre de plus près à ses exigences de conception. Cette capacité, ainsi que d'autres capacités, pourront être mises en marché en tant que service facultatif à court terme en raison de facteurs ambiants, d'une capacité conçue pour la perte d'unités critiques ou d'une capacité résultant d'obligations de service garanti non utilisée globale, ce qui conférera une souplesse accrue au marché.

#### 5.4.6 Incidence sur le prix du marché

TransCanada ne prévoit pas que la cession d'actifs et l'ajout du Projet du réseau principal de l'Est aient une incidence particulière sur les prix du marché gazier pour les marchés de l'est du Canada desservis par la canalisation principale. Les expéditeurs achètent le gaz aux prix du marché, à leur point d'approvisionnement ou selon les modalités des contrats négociés avec d'autres parties, avant d'organiser son transport. TransCanada répondra à tous ses besoins en service garanti en matière de



transport grâce à la capacité additionnelle disponible pour des services discrétionnaires, et le prix du gaz naturel acheminé à un marché donné continuera d'être fixé par les facteurs de l'offre et de la demande à ce moment-là. TransCanada ne prévoit pas que le volume de gaz transporté par la canalisation principale soit différent de ce qu'il aurait été par ailleurs en raison des changements proposés, à savoir la cession d'actifs et la construction du Projet du réseau principal de l'Est.

#### **5.4.7 Avantages économiques pour les utilisateurs de la canalisation principale**

Les expéditeurs de la canalisation principale bénéficieront d'un important avantage économique découlant de la cession d'actifs et de l'entente d'Énergie Est avec les SDL. TransCanada a évalué, sur une période de 33 ans (2018-2050), l'incidence sur les besoins en revenus, les coûts de cessation d'exploitation du pipeline et les coûts en combustible. Le calcul se fonde sur les répercussions de la cession d'actifs et de l'ajout du Projet du réseau principal de l'Est, telles que présentées dans la section 5.4.3.7, afin de déterminer l'incidence économique globale sur la canalisation principale. Le tableau 5-14 présente un résumé de ces répercussions. Les résultats, en fonction de la VAN, montrent une réduction de 352 M\$ des besoins en revenus ainsi qu'une réduction des coûts de cessation d'exploitation du pipeline de l'ordre de 208 M\$. Ces réductions sont légèrement compensées par une augmentation de 54 M\$ des coûts de combustible, toujours en fonction de la VAN. Le résultat net se veut un avantage économique pour la canalisation principale de 506 M\$ (en fonction de la VAN).

En comparaison des besoins en revenus de la totalité du réseau de la canalisation principale, les besoins en revenus annuels qui découlent de la cession d'actifs sont d'environ 1 % supérieurs en moyenne pour cette période (tel que présenté au tableau 5-15). Cependant, les économies au cours des premières années se traduisent par des avantages en termes de VAN, tel qu'il est indiqué ci-dessus. Puisque les contrats et les déterminants de facturation ne devraient pas, règle générale, être influencés par la cession d'actifs, le principal facteur ayant une incidence sur les droits repose sur la fluctuation des besoins en revenus. Tel qu'il est indiqué à la section 5.4.4.3, TransCanada propose de tenir compte des avantages de l'entente de façon à atténuer la volatilité des droits pendant la durée de l'entente.

En comparaison de la contribution annuelle (CA) relative aux coûts de cessation d'exploitation du pipeline pour l'ensemble de la canalisation principale, la réduction de la CA découlant de la cession est d'environ 15 % en moyenne pour cette période (tel que présenté au tableau 5-16). Une réduction moyenne à peu près semblable de la surcharge de cessation d'exploitation du pipeline devrait se produire au cours de cette même période.

En comparaison des besoins en combustible pour l'ensemble du réseau de la canalisation principale, l'augmentation de ces besoins découlant de la cession est d'environ 21 % en moyenne pour cette période (tel que présenté au tableau 5-17).

Une augmentation moyenne à peu près semblable des ratios relatifs au combustible de la canalisation principale devrait se produire au cours de cette même période.

Les expéditeurs du triangle de l'Est tireront également un avantage global de la cession d'actifs, du Projet du réseau principal de l'Est et du rajustement d'Énergie Est. Le tableau 5-18 présente un résumé des répercussions de la cession d'actifs pour les expéditeurs du triangle de l'Est. En fonction de la VAN, les résultats démontrent une diminution de 34 M\$ des besoins en revenus ainsi qu'une réduction de 101 M\$ des coûts de cessation d'exploitation du pipeline. Ces réductions sont légèrement compensées par une augmentation des coûts en combustible de 34 M\$, en fonction de la VAN. Le résultat net se veut un avantage économique global pour les expéditeurs du triangle de l'Est de 100 M\$ (en fonction de la VAN).

Pour les expéditeurs de la canalisation principale de l'Ouest, l'avantage économique en termes de VAN, calculé jusqu'en 2050, découlant de la cession d'actifs et du rajustement d'Énergie Est, dépasse 400 M\$, ce qui représente une quote-part de 80 % de l'avantage économique net pour l'ensemble de la canalisation principale. Les renseignements détaillés au sujet de l'incidence sur la canalisation principale de l'Ouest sont présentés au tableau 5-19.

Pour terminer, l'analyse des effets économiques de la cession d'actifs sur la canalisation principale de TransCanada permet de conclure que la cession d'actifs est dans l'intérêt public. Malgré l'augmentation de la base tarifaire nette de la canalisation principale associée à la cession d'actifs et au Projet du réseau principal de l'Est, en général, des économies en termes de valeur actualisée nette, partiellement réduites par les répercussions relatives au combustible, sont réalisées en matière de besoins en revenus et de coûts de cessation d'exploitation. Le résultat final est une incidence économique globale positive en fonction de la VAN de plus de 500 M\$ pour les expéditeurs de la canalisation principale dans leur ensemble, soit plus particulièrement d'environ 400 M\$ pour les expéditeurs de la canalisation principale de l'Ouest et d'environ 100 M\$ pour les expéditeurs du triangle de l'Est.

## **5.5 AVIS AUX TIERS COMMERCIAUX**

Cette section présente une mise à jour des renseignements présentés dans la Demande initiale, au Volume 2A, à la Section 7.4.2 Consultation avec les expéditeurs de la canalisation principale et à la Section 7.4.3 Questions et préoccupations des expéditeurs de la canalisation principale. Le processus de l'entente d'Énergie Est avec les SDL a été précipité par les préoccupations soulevées par des clients du secteur du gaz naturel en Ontario et au Québec, dont l'entente tient d'ailleurs compte. De plus, l'ASNC 2017 et les processus commerciaux ont également permis de traiter un certain nombre de préoccupations recensées par les expéditeurs de la canalisation principale.

Les pourparlers supplémentaires suivants ont eu lieu avec les parties prenantes depuis le dépôt de la Demande en octobre 2014 :

- Le 9 septembre 2015, la liste des modalités de l'entente d'Énergie Est avec les SDL a été présentée à l'occasion d'une réunion du groupe de travail sur les droits (GTD) à Winnipeg.
- Le 12 novembre 2015, la version définitive de l'entente avec les SDL, de même qu'un sommaire des modifications prévues à la Demande, ont été présentés à l'occasion d'une réunion du GTD à Toronto.
- Des réunions individuelles se sont également tenues avec certaines des parties prenantes de la canalisation principale.

En ce qui concerne les questions et les préoccupations relevées dans la Demande, Volume 2A (Section 7.4.3), TransCanada estime que l'ASNC 2017 et les processus commerciaux, l'entente d'Énergie Est avec les SDL, de même que les changements à l'échéancier, à la portée et aux coûts du Projet du réseau principal de l'Est (lesquels sont présentés collectivement dans cette Modification de la Demande) ont permis de régler les préoccupations des expéditeurs de la canalisation principale.

À l'occasion de la réunion du GTD le 12 novembre 2015, TransCanada a demandé aux parties prenantes de lui faire part de leurs commentaires ou de leurs préoccupations au sujet de la Modification de la Demande au plus tard le 26 novembre 2015, et de lui fournir tout pareil commentaire ou toute pareille préoccupation en dehors du cadre du forum confidentiel du GTD afin qu'elle puisse les expliquer à l'ONÉ. Centra Gas Manitoba fut la seule partie à exprimer des commentaires, faisant connaître son opposition au rajustement d'Énergie Est.

## **5.6 INTÉRÊT PUBLIC DE LA CESSIION D'ACTIFS**

Dans la Demande initiale, Volume 2A, sections 1.2.3 (Détermination de l'intérêt public), 2.0 (Normes réglementaires) et 8.0 (Intérêt public de la cession d'actifs) décrivaient en détail l'intérêt public de la cession d'actifs dans le contexte du Projet Énergie Est et du Projet du réseau principal de l'Est. TransCanada et Énergie Est ont fourni des preuves exhaustives sur l'établissement et l'application de la norme relative à l'intérêt public, l'utilisation plus efficace des installations faisant l'objet de la conversion et la prestation en temps opportun de capacité de transport pétrolier, de même que sur la viabilité économique rehaussée, l'échéancier de construction raccourci et la réduction de l'empreinte écologique découlant de la cession d'actifs. Les demandeurs, ainsi que les consultants (Concentric Energy Advisors, le Conference Board du Canada, IHS et Roland Priddle) ont fourni des preuves détaillées quant aux retombées économiques pour le Canada, ce qui devrait projeter un éclairage utile sur le critère de l'intérêt public. Les demandeurs ont invité l'Office à conclure que les retombées positives de la cession d'actifs dépassent toute possible répercussion défavorable, et à conclure en outre que la cession d'actifs, dans le

contexte du Projet et du PRPE, est dans l'intérêt public canadien et devrait ainsi être approuvée.

L'ensemble de la preuve étayant l'intérêt public qui a été soumise dans la Demande initiale continue de s'appliquer, en sa version modifiée par le dépôt de la présente Modification de la Demande.

La preuve modifiée et mise à jour des consultants démontre que les retombées globales du Projet pour l'économie canadienne demeurent substantielles. L'analyse détaillée coûts/bénéfices a été revue à la lumière des nouveaux développements et des nouvelles ententes conclues depuis le dépôt de la Demande en octobre 2014, et démontre maintenant que les avantages estimés du Projet Énergie Est pour l'économie canadienne comportent notamment les suivants :

- des avantages en matière d'emploi de l'ordre de 261 000 équivalents temps plein au cours des phases de développement et d'exploitation
- des retombées pour le produit intérieur brut (PIB) du Canada qui sont estimées entre 2013 et 2040 à environ 55,5 G\$
- des recettes supplémentaires pour le gouvernement provenant de la construction et de l'exploitation de l'ordre de 10,3 G\$ au cours des 28 premières années
- des paiements d'impôts sur le revenu et de redevances de 70,6 G\$ aux échelons fédéral et provinciaux grâce à des rentrées nettes supérieures pour les producteurs de pétrole.

L'intérêt public de la cession d'actifs, du Projet Énergie Est et du PRPE a été rehaussé dans tous les cas grâce à l'entente d'Énergie Est avec les SDL. Les préoccupations des SDL de l'Est qui les avaient poussées à exprimer publiquement leur opposition à la cession d'actifs – des préoccupations axées principalement sur la disponibilité et les coûts de la capacité de transport gazier – ont été résolues dans l'entente d'Énergie Est avec les SDL. Les SDL de l'Est, qui représentent 3,6 millions de clients du secteur du gaz naturel, se sont engagées à ne pas s'opposer au Projet Énergie Est ou au PRPE ni à tenter de les retarder, et à ne pas s'opposer à la cession d'actifs ou au prix de la cession (à condition que le prix de cession soit compatible avec les termes exposés dans l'entente d'Énergie Est avec les SDL). Énergie Est s'est engagée quant à elle à verser une prime d'acquisition, actuellement estimée à 734 M\$, en vue de procurer des avantages estimatifs de 500 M\$ aux expéditeurs de la canalisation principale – soit 400 M\$ aux expéditeurs de la canalisation principale de l'Ouest et au moins 100 M\$ aux expéditeurs du triangle de l'Est (VAN jusqu'en 2050). Énergie Est a également pris en charge le risque lié à tout dépassement du coût en capital pour le PRPE, s'il en est.

L'Office détermine la faisabilité économique d'installations de pipelines en évaluant la probabilité que les installations visées soient exploitées à un niveau raisonnable pendant leur vie économique, et en évaluant en outre la possibilité que des droits liés

à la demande soient versés<sup>17</sup>. Dans sa décision RH-001-2014, l'Office a approuvé les modalités d'une entente de règlement entre TransCanada et les SDL de l'Est (le règlement), en accordant notamment son approbation en principe à l'égard de la méthodologie d'établissement des droits tout au long de la durée du règlement, soit jusqu'en 2030. Aux termes de ce règlement, les SDL se sont engagées à recourir au triangle de l'Est pour combler les besoins en matière d'approvisionnement de leurs clients au sein de leur aire géographique visée par une franchise, et ce, jusqu'en 2030<sup>18</sup>. Toutefois, ce règlement, de même que les procédures ayant mené à la décision RH-001-2014, excluent expressément les questions liées à Énergie Est, qui font toujours l'objet de pourparlers entre TransCanada et les SDL. L'Office a fait savoir qu'il s'attendait à ce que la question du traitement des installations gazières de remplacement visées par le projet Énergie Est fasse l'objet d'un examen exhaustif de l'Office au moment opportun<sup>19</sup>.

L'entente d'Énergie Est avec les SDL aborde les préoccupations soulevées par les SDL à l'égard d'Énergie Est et du PRPE, et permet de régler l'opposition des SDL à ces projets. L'entente permet de fixer la capacité du PRPE à un niveau établi en fonction des besoins des SDL de l'Est et des autres expéditeurs du triangle de l'Est. L'entente avec les SDL, prise dans le contexte du règlement et de la décision RH-001-2014, renforce la faisabilité économique du PRPE en augmentant la probabilité que les installations du PRPE seront exploitées, que les coûts du PRPE seront récupérés au cours du cycle de vie des installations, et que des droits liés à la demande seront payés.

Essentiellement, l'entente d'Énergie Est avec les SDL facilite la prise de la décision par l'Office voulant que l'approbation de la cession d'actifs, du Projet Énergie Est et du Projet du réseau principal de l'Est sert au mieux l'intérêt public canadien en créant le plus grand bien pour le plus grand nombre.

---

<sup>17</sup> Consulter, par exemple, *Motifs de décision GH-5-89 de l'Office national de l'énergie, TransCanada PipeLines Limited, Volume 1, Conception des droits et faisabilité économique*, Novembre 1990, page (xv).

<sup>18</sup> TransCanada PipeLines Limited Mainline Settlement Agreement, clause 8.1(c), page 14. Numéro de dépôt auprès de l'ONÉ : [A3S7T8](#)

<sup>19</sup> *Motifs de décision RH-001-2014 de l'Office national de l'énergie, TransCanada PipeLines Limited, Partie IV – Droits et tarifs*, Décembre 2014 (la décision RH-001-2014) à la page 15.

**Tableau 5-14 : Incidence économique à l'égard de la canalisation principale (révisée)**

N° de ligne	Élément (M\$)	VAN	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Incidence sur les besoins en revenus</b>															
1	Rendement		(23)	51	73	75	79	82	84	87	88	89	89	90	93
2	Dépréciation et amortissement		(84)	(122)	(126)	(56)	(33)	(33)	(33)	(33)	(33)	(33)	(28)	(27)	(37)
3	Impôt sur le revenu		(27)	(47)	(78)	(45)	(30)	(25)	(21)	(17)	(14)	(11)	(6)	(3)	(5)
4	Taxes municipales		(22)	(32)	(34)	(35)	(36)	(37)	(38)	(39)	(40)	(42)	(43)	(44)	(45)
5	Exploitation, entretien et administration		(7)	(8)	(8)	(8)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(10)	(10)	(8)	(8)
6	Coûts en électricité et taxe sur les combustibles		0	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)
7	Coûts d'intégrité du pipeline		3	(0)	4	3	0	0	2	4	4	4	5	4	3
8	Total de l'incidence sur les besoins en revenus		(161)	(164)	(176)	(71)	(35)	(28)	(21)	(14)	(11)	(9)	1	5	(6)
9	VAN des besoins en revenus	<b>(352)</b>													
<b>Incidence sur les coûts de cessation d'exploitation du pipeline</b>															
10	Contribution annuelle		(15)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)
11	VAN des coûts de cessation d'exploitation du pipeline	<b>(208)</b>													
<b>Incidence sur le combustible</b>															
12	Combustible supplémentaire (TJ)		1 401	2 433	1 334	629	837	938	951	667	667	667	667	667	667
13	Prix du combustible chez Empress (\$/GJ)		3,72	3,87	4,12	4,42	4,67	4,92	5,17	5,47	5,57	5,67	5,77	5,88	5,99
14	Prix du combustible chez Dawn (\$/GJ)		4,35	4,52	4,69	4,96	5,18	5,46	5,73	6,06	6,18	6,30	6,42	6,54	6,66
15	Coûts en combustible (M\$)		6	10	6	3	4	5	5	4	4	4	4	4	4
16	VAN des coûts en combustible	<b>54</b>													
17	<b>Coût / (bénéfice) net global</b>		(170)	(173)	(190)	(88)	(50)	(43)	(35)	(29)	(27)	(24)	(15)	(10)	(22)
18	Coût / (bénéfice) VAN net	<b>(506)</b>													

**Tableau 5-14 : Incidence économique à l'égard de la canalisation principale (révisée) (suite)**

N° de ligne	Élément (M\$)	VAN	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
<b>Incidence sur les besoins en revenus</b>																						
1	Rendement		92	89	87	85	83	81	78	76	74	72	70	68	65	63	61	59	57	55	52	50
2	Dépréciation et amortissement		31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	32	32
3	Impôt sur le revenu		22	23	24	24	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	24	24	24	24
4	Taxes municipales		(47)	(48)	(50)	(51)	(53)	(54)	(56)	(58)	(59)	(61)	(63)	(65)	(67)	(69)	(71)	(73)	(75)	(77)	(80)	(82)
5	Exploitation, entretien et administration		(8)	(10)	(9)	(9)	(9)	(11)	(10)	(10)	(10)	(12)	(11)	(11)	(11)	(13)	(12)	(12)	(12)	(14)	(13)	(13)
6	Coûts en électricité et taxe sur les combustibles		(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)
7	Coûts d'intégrité du pipeline		4	1	1	3	5	4	7	6	4	3	4	1	1	3	5	4	7	6	4	3
8	Total de l'incidence sur les besoins en revenus		87	78	77	76	74	68	69	64	58	51	50	42	38	33	32	27	25	18	13	7
9	VAN des besoins en revenus	(352)																				
<b>Incidence sur les coûts de cessation d'exploitation du pipeline</b>																						
10	Contribution annuelle		(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)
11	VAN des coûts de cessation d'exploitation du pipeline	(208)																				
<b>Incidence sur le combustible</b>																						
12	Combustible supplémentaire (TJ)		667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667
13	Prix du combustible chez Empress (\$/GJ)		6,10	6,21	6,33	6,45	6,56	6,69	6,81	6,94	7,06	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20
14	Prix du combustible chez Dawn (\$/GJ)		6,79	6,92	7,05	7,18	7,32	7,46	7,60	7,75	7,89	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04
15	Coûts en combustible (M\$)		4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
16	VAN des coûts en combustible	54																				
17	<b>Coût / (bénéfice) net global</b>		71	63	62	61	59	53	54	49	44	36	35	27	23	19	18	12	10	3	(1)	(8)
18	Coût / (bénéfice) VAN net	(506)																				

**Tableau 5-15 : Ratio de l'incidence sur les besoins en revenus par rapport  
 au total des besoins en revenus annuels (révisé)**

N° de ligne	Élément (M\$)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Moyenne 2018-2050
1	Incidence sur les besoins en revenus	(161)	(164)	(176)	(71)	(35)	(28)	(21)	(14)	(11)	(9)	1	5	(6)	9
2	Total des besoins en revenus annuels	1 596	1 571	1 546	1 385	1 216	1 217	1 220	1 222	1 226	1 219	1 212	1 206	1 205	1 216
3	% de l'incidence	-10 %	-10 %	-11 %	-5 %	-3 %	-2 %	-2 %	-1 %	-1 %	-1 %	0 %	0 %	-1 %	1 %

N° de ligne	Élément (M\$)	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Moyenne 2018-2050
1	Incidence sur les besoins en revenus	87	78	77	76	74	68	69	64	58	51	9
2	Total des besoins en revenus annuels	1 204	1 204	1 203	1 181	1 184	1 187	1 190	1 184	1 112	1 121	1 216
3	% de l'incidence	7 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %	5 %	5 %	5 %	1 %

N° de ligne	Élément (M\$)	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	Moyenne 2018-2050
1	Incidence sur les besoins en revenus	50	42	38	33	32	27	25	18	13	7	9
2	Total des besoins en revenus annuels	1 131	1 140	1 150	1 150	1 079	1 095	1 112	1 130	1 148	1 166	1 216
3	% de l'incidence	4 %	4 %	3 %	3 %	3 %	2 %	2 %	2 %	1 %	1 %	1 %



**Tableau 5-16 : Ratio de l'incidence sur les coûts de cessation d'exploitation du pipeline par rapport au total des coûts de cessation d'exploitation annuels (révisé)**

N° de ligne	Élément (M\$)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Moyenne 2018-2050
1	Incidence de la CA sur les coûts de cessation d'exploitation du pipeline	(15)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)
2	CA totale relative à la cessation d'exploitation du pipeline	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
3	% de l'incidence	-11 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %

N° de ligne	Élément (M\$)	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Moyenne 2018-2050
1	Incidence de la CA sur les coûts de cessation d'exploitation du pipeline	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)
2	CA totale relative à la cessation d'exploitation du pipeline	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
3	% de l'incidence	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %

N° de ligne	Élément (M\$)	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	Moyenne 2018-2050
1	Incidence de la CA sur les coûts de cessation d'exploitation du pipeline	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)
2	CA totale relative à la cessation d'exploitation du pipeline	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
3	% de l'incidence	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %

**Tableau 5-17 : Ratio de l'incidence sur le combustible par rapport  
au total des besoins annuels en combustible (révisé)**

N° de ligne	Élément (TJ)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Moyenne 2018-2050
1	Incidence sur le combustible	1 401	2 433	1 334	629	837	938	951	667	667	667	667	667	667	783
2	Total des besoins annuels en combustible	5 995	6 461	5 106	3 754	3 544	3 590	3 732	3 898	3 908	3 919	3 930	3 940	3 951	4 083
3	% de l'incidence	23 %	38 %	26 %	17 %	24 %	26 %	25 %	17 %	17 %	17 %	17 %	17 %	17 %	21 %

N° de ligne	Élément (M\$)	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Moyenne 2018-2050
1	Incidence sur le combustible	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	783
2	Total des besoins annuels en combustible	3 951	3 951	3 951	3 951	3 951	3 951	3 951	3 951	3 951	3 951	4 083
3	% de l'incidence	17 %	17 %	17 %	17 %	17 %	17 %	17 %	17 %	17 %	17 %	21 %

N° de ligne	Élément (M\$)	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	Moyenne 2018-2050
1	Incidence sur le combustible	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	783
2	Total des besoins annuels en combustible	3 951	3 951	3 951	3 951	3 951	3 951	3 951	3 951	3 951	3 951	4 083
3	% de l'incidence	17 %	17 %	17 %	17 %	17 %	17 %	17 %	17 %	17 %	17 %	21 %

**Tableau 5-18 : Incidence économique sur la canalisation principale pour les expéditeurs du triangle de l'Est (révisée)**

N° de ligne	Élément (M\$)	VAN	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Incidence sur les besoins en revenus</b>															
1	Rendement		(31)	39	61	68	72	75	79	82	84	86	87	89	93
2	Dépréciation et amortissement		(79)	(117)	(122)	(43)	(43)	(43)	(43)	(43)	(43)	(43)	(43)	(43)	(53)
3	Impôt sur le revenu		(28)	(48)	(80)	(47)	(41)	(35)	(30)	(26)	(22)	(19)	(16)	(13)	(14)
4	Taxes municipales		(18)	(26)	(27)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)
5	Exploitation, entretien et administration		(6)	(7)	(6)	2	2	2	2	2	2	2	2	4	4
6	Coûts en électricité et taxe sur les combustibles		0	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)
7	Coûts d'intégrité du pipeline		2	(0)	3	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(3)	(1)	-	-
8	Total de l'incidence sur les besoins en revenus		(160)	(164)	(177)	(28)	(19)	(10)	(2)	6	11	14	21	28	21
9	VAN des besoins en revenus	<b>(34)</b>													
<b>Incidence sur les coûts de cessation d'exploitation du pipeline</b>															
10	Contribution annuelle		(7)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)
11	VAN des coûts de cessation d'exploitation du pipeline	<b>(101)</b>													
<b>Incidence sur le combustible</b>															
12	Combustible supplémentaire (TJ)		680	1 177	645	353	610	725	735	447	447	447	447	447	447
13	Prix du combustible chez Empress (\$/GJ)		3,72	3,87	4,12	4,42	4,67	4,92	5,17	5,47	5,57	5,67	5,77	5,88	5,99
14	Prix du combustible chez Dawn (\$/GJ)		4,35	4,52	4,69	4,96	5,18	5,46	5,73	6,06	6,18	6,30	6,42	6,54	6,66
15	Coûts en combustible (M\$)		3	5	3	2	3	4	4	3	3	3	3	3	3
16	VAN des coûts en combustible	<b>34</b>													
17	<b>Coût / (bénéfice) net global</b>		(164)	(169)	(184)	(36)	(25)	(16)	(8)	(1)	5	7	14	21	14
18	Coût / (bénéfice) VAN net	<b>(100)</b>													

**Tableau 5-18 : Incidence économique sur la canalisation principale pour les expéditeurs du triangle de l'Est (révisée) (suite)**

N° de ligne	Élément (M\$)	VAN	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
<b>Incidence sur les besoins en revenus</b>																						
1	Rendement		92	90	88	85	83	81	79	77	75	73	70	68	66	64	62	60	57	55	53	51
2	Dépréciation et amortissement		31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	32	32
3	Impôt sur le revenu		19	20	21	22	22	23	23	23	24	24	24	24	24	24	23	23	23	23	23	23
4	Taxes municipales		(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)
5	Exploitation, entretien et administration		4	2	4	4	4	2	4	4	4	2	4	4	4	3	5	5	5	3	5	5
6	Coûts en électricité et taxe sur les combustibles		(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)
7	Coûts d'intégrité du pipeline		–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
8	Total de l'incidence sur les besoins en revenus		136	133	133	132	130	127	127	125	123	119	119	116	114	110	109	107	105	101	101	98
9	VAN des besoins en revenus	(34)																				
<b>Incidence sur les coûts de cessation d'exploitation du pipeline</b>																						
10	Contribution annuelle		(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)
11	VAN des coûts de cessation d'exploitation du pipeline	(101)																				
<b>Incidence sur le combustible</b>																						
12	Combustible supplémentaire (TJ)		447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447
13	Prix du combustible chez Empress (\$/GJ)		6,10	6,21	6,33	6,45	6,56	6,69	6,81	6,94	7,06	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20
14	Prix du combustible chez Dawn (\$/GJ)		6,79	6,92	7,05	7,18	7,32	7,46	7,60	7,75	7,89	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04
15	Coûts en combustible (M\$)		3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
16	VAN des coûts en combustible	34																				
17	<b>Coût / (bénéfice) net global</b>		130	126	127	126	124	120	121	119	117	113	113	110	108	104	103	101	99	95	95	92
18	Coût / (bénéfice) VAN net	(100)																				

**Tableau 5-19 : Incidence économique à l'égard de la canalisation principale de l'Ouest (nouveau)**

N° de ligne	Élément (M\$)	VAN	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Incidence sur les besoins en revenus</b>															
1	Rendement		8	11	11	7	7	6	5	5	4	3	2	1	(0)
2	Dépréciation et amortissement		(5)	(4)	(4)	(14)	10	10	10	10	10	10	15	16	16
3	Impôt sur le revenu		1	2	2	2	10	10	9	9	9	8	10	10	9
4	Taxes municipales		(4)	(6)	(6)	(33)	(34)	(35)	(36)	(37)	(38)	(39)	(40)	(41)	(43)
5	Exploitation, entretien et administration		(1)	(2)	(2)	(10)	(10)	(10)	(11)	(11)	(11)	(11)	(12)	(12)	(12)
6	Coûts en électricité et taxe sur les combustibles		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Coûts d'intégrité du pipeline		1	0	1	4	1	1	3	5	4	7	6	4	3
8	Total de l'incidence sur les besoins en revenus		(1)	1	2	(43)	(16)	(18)	(18)	(19)	(22)	(22)	(20)	(23)	(27)
9	VAN des besoins en revenus	(318)													
<b>Incidence sur les coûts de cessation d'exploitation du pipeline</b>															
10	Contribution annuelle		(8)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)
11	VAN des coûts de cessation d'exploitation du pipeline	(107)													
<b>Incidence sur le combustible</b>															
12	Combustible supplémentaire (TJ)		720	1 256	689	276	226	213	216	219	219	219	219	219	219
13	Prix du combustible chez Empress (\$/GJ)		3,72	3,87	4,12	4,42	4,67	4,92	5,17	5,47	5,57	5,67	5,77	5,88	5,99
14	Prix du combustible chez Dawn (\$/GJ)		4,35	4,52	4,69	4,96	5,18	5,46	5,73	6,06	6,18	6,30	6,42	6,54	6,66
15	Coûts en combustible (M\$)		3	5	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	VAN des coûts en combustible	20													
17	<b>Coût / (bénéfice) net global</b>		(6)	(4)	(5)	(52)	(25)	(28)	(28)	(28)	(31)	(31)	(28)	(32)	(36)
18	Coût / (bénéfice) VAN net	(406)													

**Tableau 5-19 : Incidence économique à l'égard de la canalisation principale de l'Ouest (nouveau) (suite)**

N° de ligne	Élément (M\$)	VAN	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
<b>Incidence sur les besoins en revenus</b>																						
1	Rendement		(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
2	Dépréciation et amortissement		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Impôt sur le revenu		3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
4	Taxes municipales		(44)	(45)	(47)	(48)	(49)	(51)	(52)	(54)	(56)	(57)	(59)	(61)	(63)	(65)	(67)	(68)	(71)	(73)	(75)	(77)
5	Exploitation, entretien et administration		(12)	(12)	(13)	(13)	(13)	(14)	(14)	(14)	(14)	(15)	(15)	(15)	(16)	(16)	(16)	(16)	(17)	(17)	(17)	(18)
6	Coûts en électricité et taxe sur les combustibles		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Coûts d'intégrité du pipeline		4	1	1	3	5	4	7	6	4	3	4	1	1	3	5	4	7	6	4	3
8	Total de l'incidence sur les besoins en revenus		(50)	(55)	(57)	(56)	(56)	(59)	(58)	(61)	(65)	(68)	(69)	(74)	(77)	(76)	(77)	(80)	(80)	(84)	(88)	(92)
9	VAN des besoins en revenus	(318)																				
<b>Incidence sur le combustible</b>																						
10	Contribution annuelle		(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)
11	VAN des coûts de cessation d'exploitation du pipeline	(107)																				
12	Combustible supplémentaire (TJ)		219	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219
13	Prix du combustible chez Empress (\$/GJ)		6,10	6,21	6,33	6,45	6,56	6,69	6,81	6,94	7,06	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20
14	Prix du combustible chez Dawn (\$/GJ)		6,79	6,92	7,05	7,18	7,32	7,46	7,60	7,75	7,89	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04
15	Coûts en combustible (M\$)		1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
16	VAN des coûts en combustible	20																				
17	<b>Coût / (bénéfice) net global</b>		(59)	(64)	(65)	(65)	(65)	(67)	(66)	(70)	(73)	(76)	(77)	(83)	(85)	(85)	(86)	(89)	(88)	(92)	(96)	(100)
18	Coût / (bénéfice) VAN net	(406)																				