

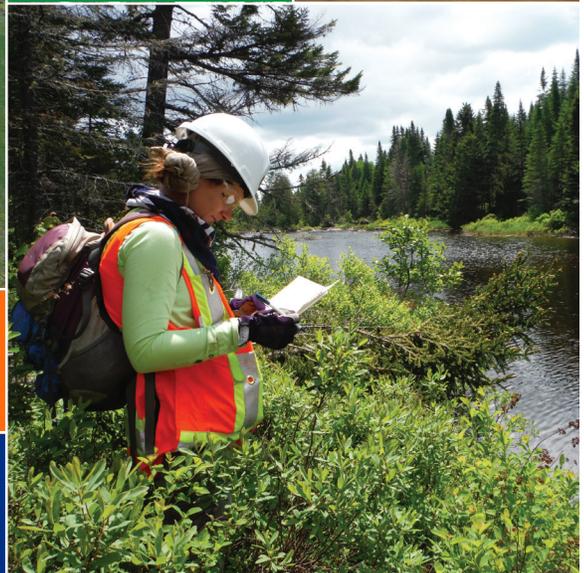
Project Énergie Est

Volume 2 : Vente et achat des actifs
relies a la canalisation principale

Octobre 2014

Projet Oléoduc Énergie Est de
TransCanada – section québécoise

6211-18-018



Remis à:
Le secrétaire
Office national de l'énergie
517 10th Ave SW
Calgary (Alberta) T2R 0A8

TABLE DES MATIÈRES

CONTENU.....	I
Table des Matières	i
Liste des Figures	iv
Liste des Tableaux	iv
Liste des Annex.....	iii
1.0 APERÇU.....	1-1
1.1 Projet Énergie Est	1-1
1.2 Demande de cession.....	1-2
1.2.1 Approbations demandées	1-5
1.2.2 Éléments de preuve du Projet du réseau principal de l'Est.....	1-6
1.2.3 Détermination de l'intérêt public	1-6
1.3 Organisation de la demande de cession	1-8
2.0 NORMES RÉGLEMENTAIRES	2-1
2.1 Le critère de l'intérêt public s'applique aux demandes de cession.....	2-1
2.2 Efficience économique.....	2-3
2.3 Installations Utilisées et utiles	2-5
2.4 Aucuns droits acquis	2-6
2.5 LE service garanti constitue le point de mesure de la capacité restante du réseau principal post-transfert.....	2-7
2.6 Prix de transfert.....	2-7
2.7 Conclusion	2-8
3.0 MODALITÉS DE LA CESSION D'ACTIFS.....	3-1
3.1 Parties à la cession	3-1
3.2 Convention De Cession.....	3-1
3.3 Prix De La Cession	3-3
3.4 Attribution Du Prix De Cession.....	3-3
4.0 INCIDENCE DE LA CESSION D'ACTIFS SUR LES EXPÉDITEURS DE LA CANALISATION PRINCIPALE.....	4-1
4.1 Exigences De La Canalisation Principale De TransCanada	4-1
4.2 Critères Et Démarches De Conception De TransCanada	4-2
4.2.1 Ligne des Prairies avant et après la cession d'actifs.....	4-3
4.2.2 Ligne du nord de l'Ontario avant et après la cession d'actifs.....	4-5
4.2.3 Triangle de l'Est avant et après la cession d'actifs.....	4-6
4.2.4 Calcul des besoins en service garanti pour la zone touchée	4-10

	4.2.5 Possibilité de réductions futures dans les besoins prévus en service garanti	4-11
4.3	Perspectives En Matière D'offre Et De Demande Pour Le Triangle de l'Est.....	4-12
	4.3.1 Zones de schiste Marcellus et Utica dans le nord-est – Hausse de l'offre	4-12
	4.3.2 Perspectives en matière de demande de marché – Nord-est des États-Unis et est du Canada	4-13
	4.3.3 Incidence de la demande d'exportation – Triangle de l'Est	4-16
	4.3.4 Pression de l'offre dans l'est des États-Unis et du Canada – Nouveaux projets de gazoducs.....	4-20
	4.3.5 Exigences liées à la demande – Zone touchée	4-21
	4.3.6 Utilisation aux termes de contrats – Marchés intérieurs.....	4-22
	4.3.7 Solution sous forme d'installations proposées.....	4-25
	4.3.8 Projet du réseau principal de l'Est	4-25
	4.3.9 Avantages opérationnels des nouvelles installations gazières proposées	4-26
4.4	Base de tarification, Besoins en revenus et Droits.....	4-27
	4.4.1 Base tarifaire	4-29
	4.4.2 Besoins en revenus.....	4-31
	4.4.3 Incidence sur les droits.....	4-33
	4.4.4 Répercussions financières de la cessation d'exploitation du pipeline.....	4-34
	4.4.5 Incidence sur le combustible.....	4-36
4.5	Incidence sur le service	4-38
4.6	Incidence sur le prix du marché	4-38
4.7	Avantages Économiques Pour Les Utilisateurs De La Canalisation Principale	4-38
5.0	PRÉVISIONS DE L'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL, DES MARCHÉS DU GAZ, ET DU DÉBIT	5-1
5.1	Aperçu De L'approvisionnement.....	5-1
	5.1.1 Production De Gaz Naturel En Amérique Du Nord	5-1
	5.1.2 Production Potentielle Aux États-Unis	5-3
	5.1.3 Approvisionnement En Gaz Au Canada	5-7
5.2	Prévision Du Débit De La Canalisation Principale De TransCanada.....	5-11
5.3	Aperçu Des Marchés.....	5-15
	5.3.1 Marchés De La Zone De Livraison De L'est.....	5-16
	5.3.2 Marchés Du Nord-Est Des États-Unis	5-17
5.4	Débit Dans La Zone Touchée	5-18
	5.4.1 Débits aux points d'exportation	5-19

6.0	CONCEPTION DES SYSTÈMES DU PROJET DU RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST.....	6-1
6.1	Conception Hydraulique Globale Du Projet	6-1
6.2	Processus De Conception Des Installations	6-2
6.2.1	Étape 1 : Détermination de l'option d'expansion préliminaire privilégiée	6-2
6.2.2	Étape 2 : Choix des installations préliminaires	6-2
6.2.3	Étape 3 : Choix des installations définitives	6-3
6.3	Incidences Des Installations Projetées Sur La Capacité	6-4
6.3.1	Comparaison de la capacité et des besoins	6-5
6.3.2	Schéma d'écoulement dans le triangle de l'est de l'Ontario.....	6-6
7.0	AVIS AUX TIERS	7-1
7.1	Avis Aux Propriétaires Fonciers	7-1
7.2	Engagement À L'égard Des Autochtones.....	7-2
7.3	Participation Des Collectivités.....	7-2
7.4	Tierces Parties Commerciales.....	7-3
7.4.1	Consultation Avec Les Expéditeurs de pétrole éventuels.....	7-3
7.4.2	Consultation avec les expéditeurs de la canalisation principale.....	7-3
7.4.3	Questions et préoccupations des expéditeurs de la canalisation principale	7-4
8.0	INTÉRÊT PUBLIC DE LA CESSION D'ACTIFS	8-1
8.1	Introduction Et Mise En Contexte	8-1
8.2	Aspects particuliers de la cession qui procurent des avantages d'intérêt public.....	8-2
8.3	Avantages économiques.....	8-3
8.4	Capacité discrétionnaire de transport de gaz	8-4
8.4.1	Utilisation du réseau	8-5
8.4.2	Précédents de l'Office.....	8-6
8.5	Prix de cession et intérêt public	8-8
8.6	Conclusion sur l'Intérêt public.....	8-10

LISTE DES FIGURES

Figure 1-1	Tronçons existants de la canalisation principale de TransCanada visés par la conversion	1-4
Figure 4-1	Carte de la conversion proposée de la canalisation principale de TransCanada	4-4
Figure 4-2	Conversion proposée de la ligne des Prairies	4-5
Figure 4-3	Conversion proposée de la ligne du nord de l'Ontario	4-6
Figure 4-4	Conversion proposée du triangle de l'Est	4-8
Figure 4-5	Perspective d'offre de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica	4-13
Figure 4-6	Demande historique et prévisionnelle en gaz naturel dans le nord-est des États-Unis	4-14
Figure 4-7	Demande historique et prévisionnelle en gaz pour la zone de livraison de l'est	4-15
Figure 4-8	Livraisons historiques et prévisionnelles à Niagara/Chippawa	4-18
Figure 4-9	Volumes de livraison historiques et prévisionnels à Iroquois	4-18
Figure 4-10	Projets proposés dans le nord-est des États-Unis.....	4-20
Figure 4-11	Prévision de la demande moyenne – Zone touchée	4-22
Figure 4-12	Livraisons intérieures par rapport à la capacité vers la zone touchée.....	4-24
Figure 4-13	Projet du réseau principal de l'Est	4-27
Figure 5-1	Zones de gaz de schistes en Amérique du Nord	5-2
Figure 5-2	Ressources potentielles aux États-Unis	5-3
Figure 5-3	Ressources de gaz de schiste potentielles par région.....	5-4
Figure 5-4	Emplacement des zones Marcellus et Utica.....	5-5
Figure 5-5	Perspectives de la production des zones Marcellus et Utica.....	5-6
Figure 5-6	Zones de gaz clés dans le BSOC.....	5-8
Figure 5-7	Nombre de puits et production dans le BSOC	5-9
Figure 5-8	Ressources récupérables restantes dans le BSOC.....	5-9
Figure 5-10	Volumes dans l'ouest du Canada.....	5-13
Figure 5-11	Exportations du BSOC et réception pour la canalisation principale dans l'ouest du Canada	5-14

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 4-1	Sommaire de la capacité théorique prévue et des contrats fermes sur la canalisation principale	4-9
Tableau 4-2	Besoins estimatifs en service garanti pour la zone touchée.....	4-10
Tableau 4-3	Sommaire de la croissance de la demande dans le nord-est des États-Unis et l'est du Canada	4-16
Tableau 4-4	Projets de pipelines proposés dans le nord-est des États-Unis	4-19
Tableau 4-5	Comparaison des besoins à l'égard de la capacité et de la demande – Zone touchée.....	4-24

Tableau 4-6	Incidence différentielle sur la base tarifaire de la canalisation principale.....	4-28
Tableau 4-7	Incidence différentielle sur la base tarifaire par tronçon de la canalisation principale	4-28
Tableau 4-8	Incidence différentielle sur les besoins en revenus de la canalisation principale (2016-2030).....	4-29
Tableau 4-9	Résumé de la cession d'actifs (M\$)	4-30
Tableau 4-10	Coût du Projet du réseau principal de l'Est	4-31
Tableau 4-11	Besoins en revenus différentiels – Cession d'actifs.....	4-35
Tableau 4-12	Besoins en revenus différentiels – Projet du réseau principal de l'Est	4-35
Tableau 4-13	Canalisation principale de TransCanada – Incidence sur les fonds relatifs à la cessation d'exploitation du pipeline.....	4-36
Tableau 4-14	Prévisions relatives au combustible supplémentaire pour 2016 à 2030	4-37
Tableau 4-15	Incidence économique à l'égard de la canalisation principale.....	4-41
Tableau 4-16	Ratio de l'incidence sur les besoins en revenus par rapport au total des besoins en revenus annuels	4-42
Tableau 4-17	Ratio de l'incidence sur les coûts de cessation d'exploitation du pipeline par rapport au total des coûts de cessation d'exploitation annuels	4-42
Tableau 4-18	Ratio de l'incidence à l'égard du combustible par rapport au total des besoins annuels en combustible	4-42
Tableau 4-19	Incidence économique sur la canalisation principale pour les expéditeurs du triangle de l'Est.....	4-43
Tableau 5-1	Débit dans l'Ouest canadien (moyenne annuelle en Gpi3/j)	5-12
Tableau 5-2	Exportations du BSOC (moyenne annuelle en Gpi3/j).....	5-14
Tableau 5-3	Demande annuelle moyenne dans la ZLE	5-16
Tableau 5-4	Demande annuelle moyenne dans le nord-est des États-Unis	5-17
Tableau 5-5	Débits annuels moyens dans la zone touchée	5-19
Tableau 6-1	Capacité des conduites des divers diamètres	6-3

LISTE DES ANNEXES

Annexe 2-6	Besoins en revenus – Hypothèses
------------	---------------------------------

1.0 APERÇU

Le présent volume de la demande appuie la demande d'approbation de la cession des installations existantes de transport de gaz et la conversion de ces installations au transport du pétrole brut.

La cession constitue un élément essentiel du Projet Énergie Est. Elle permettra l'expansion et la diversification en temps voulu des marchés pour le pétrole canadien sans incidence négative pour les expéditeurs de la canalisation principale ou les consommateurs de gaz naturel au Canada et générera des avantages économiques pour tous les Canadiens. La cession contribue à la viabilité économique du Projet Énergie Est tout en minimisant les effets environnementaux et socioéconomiques, le tout dans l'intérêt public du Canada.

1.1 PROJET ÉNERGIE EST

Oléoduc Énergie Est Ltée (Énergie Est), commandité de Energy East Pipeline Limited Partnership (Energy East LP), et commandité spécial de Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership, propose de construire et d'exploiter un réseau d'oléoducs de 4 500 km de Hardisty en Alberta jusqu'aux points de livraison au Québec et au Nouveau-Brunswick (« Projet Énergie Est », « Projet », ou « Oléoduc d'Énergie Est »). L'Oléoduc d'Énergie Est pourra acheminer environ 175 000 m³/j (1,1 million b/j) de pétrole brut léger à lourd d'Hardisty et du point de réception des Prairies jusqu'aux points de livraison à trois raffineries existantes dans l'Est du Canada et à deux terminaux maritimes à Cacouna au Québec et Saint John au Nouveau-Brunswick.

Le Projet comporte la construction d'un nouveau pipeline ainsi que la conversion au transport du pétrole de certaines installations existantes de transport du gaz (les « installations faisant l'objet de la conversion ») qui font actuellement partie du réseau de transport de gaz de la canalisation principale (la « canalisation principale » ou le « réseau principal ») de TransCanada PipeLines Limited (« TransCanada »). Pour une description de la propriété et de l'exploitation du Projet, veuillez vous reporter au Volume 3, Section 4.1 : Structure d'entreprise.

Le Projet doit être approuvé aux termes des Parties I, III, IV et V de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la « Loi sur l'ONÉ » ou la « Loi »)¹ et ses règlements d'application. L'ensemble des approbations sont demandées aux termes du mandat de l'Office d'agir dans l'intérêt public des Canadiens (Partie I)² :

¹ L.R.C. (1985), ch. N-7, en sa version modifiée.

² Loi sur l'ONÉ, article 12.

- Énergie Est demande un certificat d'utilité publique (CUP) pour les installations du Projet (Partie III).
- TransCanada et Énergie Est demandent à l'Office l'autorisation d'effectuer la cession des installations faisant l'objet de la conversion (Partie V) au moyen d'une vente et d'un achat.
- Les approbations liées aux droits et aux tarifs doivent être obtenues aux termes de la Partie IV.
- TransCanada demande des modifications aux CUP initiaux et aux ordonnances connexes qui ont autorisé la construction des installations pour l'approvisionnement du service de gaz, afin de tenir compte du retrait des installations faisant l'objet de la conversion (Partie I).
- D'autres ordonnances de l'Office seront nécessaires afin de convertir les installations faisant l'objet de la conversion au service de transport de pétrole dans le cadre de l'Oléoduc d'Énergie Est.

La Figure 1-1 présente une carte générale du Projet, illustrant la canalisation principale de TransCanada et les installations dont la cession est proposée.

1.2 DEMANDE DE CESSION

La demande de cession figurant dans le présent volume de la demande relative au Projet se rapporte à la cession par TransCanada à Énergie Est des installations faisant l'objet de la conversion.

Les installations faisant l'objet de la conversion qui seront cédées et converties du service de transport de gaz au transport du pétrole dans le cadre du Projet font actuellement partie de trois sections de la canalisation principale de TransCanada entre Burstall en Saskatchewan et Iroquois en Ontario, notamment :

- Ligne des Prairies —Ligne 100-4 (940 km) de la VCP-2 près de Burstall en Saskatchewan jusqu'à la VCP-41 à l'est de Winnipeg au Manitoba
- Ligne du nord de l'Ontario —Ligne 100-4 avec certaines parties de la ligne 100-3 (1 640 km) de la VCP-41 à l'est de Winnipeg au Manitoba jusqu'à la VCP-116 près de North Bay en Ontario
- Raccourci de North Bay —Ligne 1200-2 (420 km) de la VCP-116 près de North Bay en Ontario jusqu'à la VCP-1401 près de Iroquois en Ontario

L'autorisation demandée dans la demande de cession est conditionnelle à la délivrance d'un CUP relativement au Projet Énergie Est. Les installations faisant l'objet de la conversion sont actuellement utilisées et utiles pour la prestation de service de gaz naturel par la canalisation principale et dans le cas où le Projet Énergie

Est ne va pas de l'avant, les installations faisant l'objet de la conversion continueront d'être utilisées et utiles pour ce service.

TransCanada s'est engagée à ne pas donner suite à la cession des installations faisant l'objet de la conversion tant qu'elle ne disposerait pas d'une capacité suffisante pour continuer de respecter les besoins en service garanti après la cession des installations faisant l'objet de la conversion.

Après la cession des installations faisant l'objet de la conversion, les tronçons de la ligne des Prairies et de la ligne du nord de l'Ontario (LNO) continueront de fournir une capacité suffisante pour respecter les besoins en service garanti prévus pour ces tronçons. Puisque la capacité du triangle de l'Est après la cession ne sera pas suffisante pour respecter en totalité les besoins en service garanti prévus pour ce tronçon, en même temps que la présente demande, TransCanada demande l'autorisation de construire et d'exploiter le Projet du réseau principal de l'Est (PRPE). Le PRPE fera en sorte qu'il existera une capacité suffisante lui permettant de respecter tous les besoins en service garanti dans le triangle de l'Est au moment de la cession des installations faisant l'objet de la conversion.

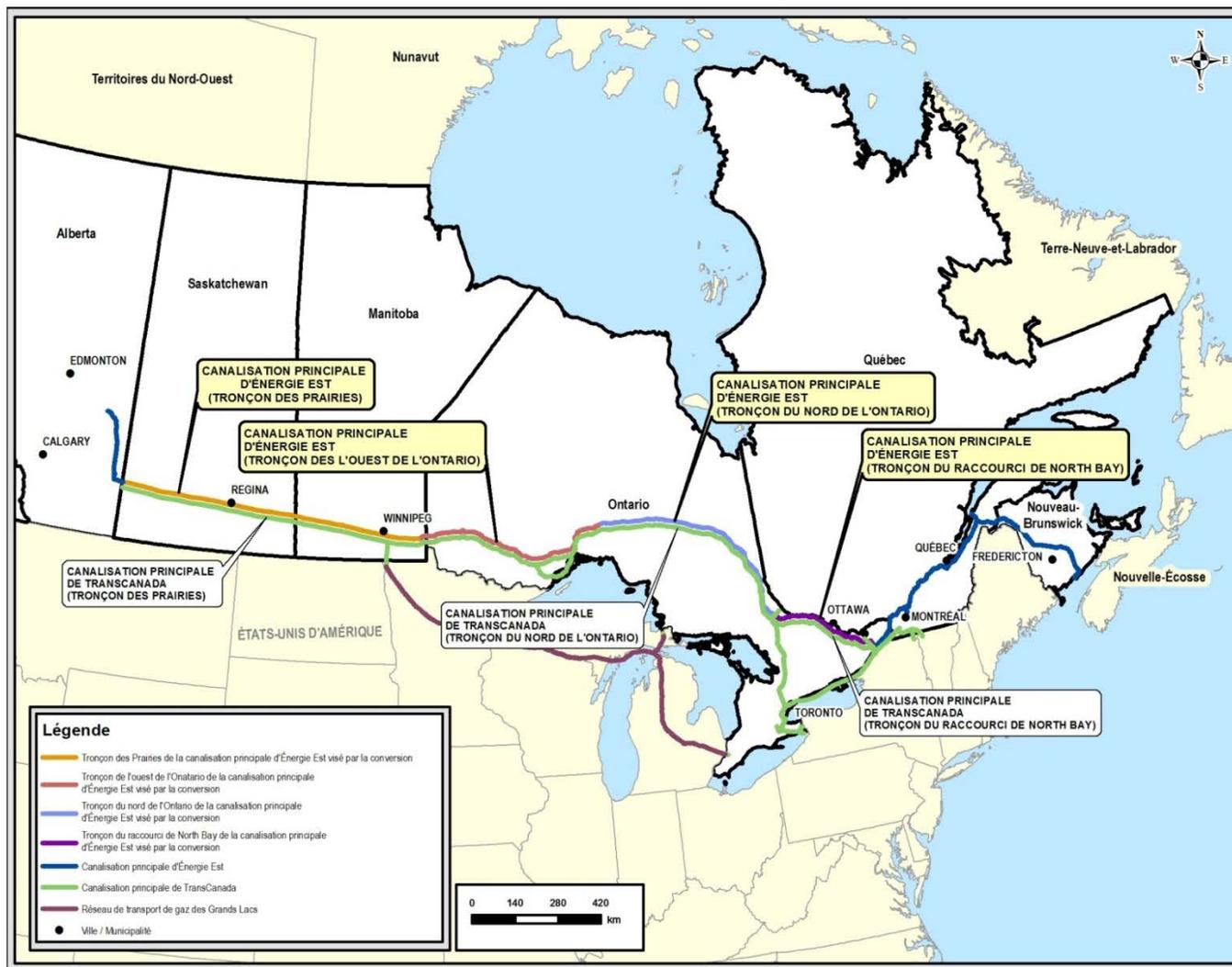


Figure 1-1 : Tronçons existants de la canalisation principale de TransCanada visés par la conversion

1.2.1 Approbations demandées

La liste complète des approbations requises pour le Projet Énergie Est peut être consultée dans la section portant sur la demande relative au Projet Énergie Est dans le Volume 1.

L'approbation demandée dans la présente demande de cession aux termes de la Loi, du *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs* (RNCO)³ et du *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs* (RNCG)⁴ comporte ce qui suit :

- l'autorisation pour TransCanada de vendre des actifs de gaz naturel à Énergie Est aux termes de l'alinéa 74(1)(a) de la Partie V de la Loi
- l'autorisation pour Énergie Est d'acheter des actifs de gaz naturel auprès de TransCanada aux termes de l'alinéa 74(1)(b) de la Partie V de la Loi
- une ordonnance aux termes de l'article 59 de la Partie IV de la Loi pour autoriser TransCanada à réduire la base tarifaire de la canalisation principale du montant du prix de cession convenu pour les installations faisant l'objet de la conversion
- une ordonnance aux termes de l'article 59 de la Partie IV de la Loi pour autoriser Énergie Est à inclure le montant du prix de cession des installations faisant l'objet de la conversion sous Installation pétrolière en construction d'Énergie Est à la date de la cession et, ultérieurement, dans la base tarifaire d'Énergie Est (Installation pétrolière en service) au début de l'exploitation de l'Oléoduc Énergie Est aux fins du transport de pétrole brut
- une ordonnance aux termes du paragraphe 129 (1.1) de la Loi exemptant TransCanada de l'application du paragraphe 15(4) du RNCG, ce qui aurait pour effet d'autoriser la vente, au prix convenu, des actifs gaziers de la canalisation principale et les approbations comptables connexes se rapportant au traitement du produit de la vente
- une ordonnance aux termes du paragraphe 129 (1.1) de la Loi exemptant Énergie Est de l'application du paragraphe 15(4) du RNCO, ce qui aurait pour effet d'autoriser l'achat, au prix convenu, des actifs gaziers de la canalisation principale de TransCanada
- une ordonnance aux termes de l'article 21 de la Loi pour modifier les CUP et les ordonnances en cours de TransCanada afin d'y retirer les installations faisant l'objet de la conversion

³ N-7 C.R.C., ch.1058.

⁴ DORS/83-190

1.2.2 Éléments de preuve du Projet du réseau principal de l'Est

La présente demande de cession comprend des éléments de preuve sur ces aspects du PRPE qui ont un lien direct avec la cession des installations faisant l'objet de la conversion. Plus précisément, les éléments de preuve compris dans la demande de cession traitent de questions qui permettront à l'Office de prendre une décision sur la nécessité du PRPE compte tenu de la cession des installations faisant l'objet de la conversion. Les éléments de preuve liés au PRPE comprennent ce qui suit :

- l'effet de la cession des installations faisant l'objet de la conversion sur la capacité de la canalisation principale
- l'étendue de l'obligation de TransCanada de construire une capacité de gaz naturel pour remplacer la capacité cédée dans le cadre des installations faisant l'objet de la conversion
- l'étendue et la nécessité des installations, notamment :
 - les engagements contractuels sous-jacents
 - l'approvisionnement en gaz naturel et les marchés de gaz naturel
 - les solutions de rechange examinées et la conception du système
- l'effet combiné de la cession des installations faisant l'objet de la conversion et du PRPE sur les expéditeurs de la canalisation principale, y compris les répercussions sur la base tarifaire de la canalisation principale et les besoins en revenus
- les consultations de TransCanada avec les expéditeurs de la canalisation principale au sujet de la cession des installations de conversion et du PRPE.

1.2.3 Détermination de l'intérêt public

Bien que pour déterminer si la cession est dans l'intérêt public général, il faut une évaluation des incidences environnementales, sociales et économiques, la détermination de l'intérêt public général doit, en dernier ressort, être établie en tenant compte du résultat escompté global obtenu grâce à la cession et à l'utilisation des installations faisant l'objet de la conversion pour le transport de pétrole, selon ce qui est envisagé par le Projet. L'évaluation de l'intérêt public doit comprendre le transport du gaz et du pétrole et tenter de dégager la valeur la plus élevée et les résultats les plus efficaces pour les deux aspects.

L'avantage global du Projet pour l'économie canadienne est important. L'analyse détaillée coûts/bénéfices effectuée au nom d'Énergie Est démontre 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 216 500 équivalents temps plein au cours des phases de développement et d'exploitation

- des retombées pour le produit intérieur brut (PIB) estimé total au Canada entre 2013 et 2038 se chiffrant à environ 36,4 G\$
- des recettes supplémentaires pour le gouvernement provenant de la construction et de l'exploitation de l'ordre de 7,6 à 9,2 G\$ au cours des vingt premières années
- des impôts sur le revenu et des redevances de 59 G\$ aux échelons fédéral et provinciaux grâce à des revenus nets plus élevés pour les producteurs de pétrole.

Au vu de l'ampleur des avantages tirés du Projet, même si celui-ci faisait en sorte que les expéditeurs de la canalisation principale ne voyaient pas une augmentation de leurs revenus ou étaient exposés à des coûts supplémentaires, les avantages dans leur ensemble l'emporteraient de loin sur les coûts éventuels pour les expéditeurs de la canalisation principale.

L'analyse entreprise par TransCanada n'indique pas que les expéditeurs de la canalisation principale seront exposés à des coûts supplémentaires ou que leurs revenus resteraient les mêmes à la suite de la cession des installations faisant l'objet de la conversion. Elle indique que les expéditeurs de la canalisation principale profiteront de retombées économiques à la suite de la cession.

L'effet combiné du retrait des installations faisant l'objet de la conversion de la base tarifaire de la canalisation principale et de la construction du PRPE entraînera des économies estimatives pour les expéditeurs de la canalisation principale, calculées à la valeur comptable nette, de plus de 900 M\$ jusqu'en 2030. De cette somme, les avantages estimatifs pour les expéditeurs dans le triangle de l'Est sont d'environ 500 M\$ au cours de la même période.

TransCanada propose de déduire le prix de cession (estimé à environ 1,5 G\$ au moment de la cession) de la base tarifaire de la canalisation principale. Du prix de cession, la somme de 500 M\$ représente un montant en excédent de la VCN ou une prime d'acquisition. TransCanada appliquera la prime d'acquisition à la base tarifaire du triangle de l'Est afin de procurer des avantages au PRPE.

Énergie Est propose que le montant total du prix d'achat soit ensuite comptabilisé par elle initialement sous Installation pétrolière en construction à la date de la cession et par la suite, sous Installation pétrolière en service dans la base tarifaire d'Énergie Est lorsque les installations faisant l'objet de la conversion entreront au service de transport du pétrole. La VCN des installations faisant l'objet de la conversion majorée de 250 M\$ de la prime d'acquisition sera récupérée dans les droits d'Énergie Est au cours de la durée du Projet. Le 250 M\$ restant de la prime d'acquisition ne sera inclus dans le calcul des droits qu'après la période initiale de 20 ans des droits négociés.

1.3 ORGANISATION DE LA DEMANDE DE CESSION

Les autres sections de la présente demande de cession portent sur :

- les normes de réglementation pertinentes devant être appliquées à la demande de cession (Section 2)
- les modalités de la cession d'actifs proposée (Section 3)
- les incidences éventuelles de la cession sur la canalisation principale de TransCanada (Section 4)
- l'approvisionnement en gaz naturel et les marchés du gaz naturel (Section 5)
- la conception des systèmes du Projet du réseau principal de l'Est (Section 6)
- les consultations auprès des tiers (Section 7)
- l'intérêt public de la cession d'actifs (Section 8)

2.0 NORMES RÉGLEMENTAIRES

Les décisions antérieures de l'ONÉ indiquent que les normes de réglementation à prendre en compte et à appliquer aux demandes d'autorisation de transfert d'installations comprennent l'intérêt public, l'efficacité économique, « l'utilisation et l'utilité », l'absence de « droits acquis », des contrats garantis comme mesure de la capacité restante et un prix de transfert approprié.

La décision fondamentale ultime que doit prendre l'Office consiste à déterminer si un transfert d'installations de transport gazier vers le transport pétrolier sert l'intérêt public canadien.

2.1 LE CRITÈRE DE L'INTÉRÊT PUBLIC S'APPLIQUE AUX DEMANDES DE CESSION

L'Office est un organisme fédéral indépendant mis sur pied par le Parlement pour réglementer les aspects internationaux et interprovinciaux des secteurs du pétrole, du gaz et de l'électricité. L'Office énonce que *sa raison d'être consiste à réglementer, dans l'intérêt public canadien, les pipelines, la mise en valeur des ressources énergétiques et le commerce de l'énergie*¹.

Le critère de l'intérêt public de la mission de l'Office est fondé sur son mandat prévu par la loi. En effet, de nombreux articles de la Loi sur l'ONÉ renvoient expressément à l'intérêt public, et il est clair que l'Office a pour position que le critère de l'intérêt public s'applique à toutes ses décisions.

Dans le Guide de dépôt, la Rubrique R renvoie à Transfert de propriété, cession ou prise à bail ou fusion en vertu de l'article 74. La rubrique confirme l'application du critère de l'intérêt public, prévoyant ce qui suit :

Dans le cas d'un pipeline déjà réglementé par l'Office, une ordonnance ou un certificat d'utilité publique aurait été délivré à l'égard de l'installation si l'Office avait déterminé que :

- l'installation serait construite et exploitée d'une manière sécuritaire et respectueuse de l'environnement
- l'installation comportait un caractère d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur.

C'est pourquoi, dans le cas d'une opération de vente, de cession ou de prise à bail, d'achat ou de fusion, l'Office doit obtenir l'assurance que l'exploitation

¹ Page d'accueil de l'Office national de l'énergie « Au sujet de l'Office » et « Gouvernance » : www.neb-one.gc.ca.

de l'installation en cause *continuera d'être conforme à l'intérêt public*, et cela malgré tout changement qu'il est prévu d'apporter au cadre de gestion ou à la configuration de l'installation. (*nos italiques*)

L'Office a clairement établi l'applicabilité du critère de l'intérêt public aux demandes de transfert en vertu de l'article 74. La question a été expressément débattue dans la dernière cause portant sur la conversion d'installations de transport gazier en installations de transport pétrolier. En effet, la cause visant le transfert à Keystone, entendue aux termes d'une ordonnance d'audience de l'ONÉ, a établi que l'intérêt public est la norme de réglementation. L'Office a également conclu qu'il doit, afin de statuer sur une demande de transfert, tenir compte de tous les facteurs qui se rapportent à l'intérêt public, ce qui comprend, notamment, les intérêts des expéditeurs, des producteurs et des consommateurs de gaz et de pétrole².

Dans la décision MH-1-2006, l'Office a déclaré :

L'Office estime pour sa part que dans la Loi, le législateur lui a donné une orientation explicite quant au critère à appliquer aux demandes en vertu de l'article 74. La partie I de la Loi constitue l'Office national de l'énergie et précise ses pouvoirs. Selon l'Office, l'article 12 de la Loi, lorsqu'il est examiné en conformité avec les principes de l'interprétation des lois suggérés par Driedger et la Cour suprême, exige de l'Office qu'il évalue la demande de transfert en fonction de l'intérêt public. Pour remplir son mandat, l'Office doit donc examiner les demandes à la lumière d'un critère plus large que le préjudice pour les expéditeurs qui utilisent le gazoduc³.

Toujours dans sa décision MH-1-2006, l'Office a jugé que le critère pertinent pour déterminer ce qui représente une capacité restante suffisante dans la canalisation principale est l'aptitude du pipeline à répondre aux demandes attendues de service *garanti*⁴. L'Office a déterminé quelles installations de la canalisation principale demeuraient utilisées et utiles au transport du gaz, mais n'étaient plus nécessaires pour fournir ce service aux termes de contrats garantis. 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 ressources⁵.

² Décision MH-1-2006, page 61.

³ Décision MH-1-2006, page 16.

⁴ Décision MH-1-2006, page 54.

⁵ Décision MH-1-2006, pages 54 et 61.

L'Office a statué en outre que la norme n'était pas l'« absence de préjudice » pour les expéditeurs⁶ et a réitéré que les expéditeurs n'avaient pas un droit acquis⁷ d'être protégés contre des augmentations de coûts ni un droit à la disponibilité continue de toute capacité de réserve. Les expéditeurs ont droit au service pour lequel ils ont souscrit; ils n'ont pas droit à l'utilisation d'installations particulières⁸.

L'Office a également précisé qu'il croit que la réglementation devrait reproduire un contexte de concurrence et favoriser des actions et décisions qui améliorent l'efficacité ainsi que la concurrence et réagissent aux besoins du marché sans aller à l'encontre de l'intérêt public⁹.

Il va sans dire que le critère de l'intérêt public canadien constitue la norme prépondérante que doit appliquer l'ONÉ pour déterminer s'il doit approuver ou non la demande de transfert. Les enjeux soumis à l'Office dans le cadre de cette demande comprennent donc l'identification du meilleur équilibre pratique possible entre les avantages qui découleront de la conversion des actifs de la canalisation principale en installations de transport pétrolier et les répercussions possibles de cette conversion sur les expéditeurs de gaz sur la canalisation principale.

La preuve soumise par TransCanada et Énergie Est à l'appui de cette demande permet tout à fait à l'Office de conclure que l'approbation de la cession des installations de TransCanada à Énergie Est sert l'intérêt public canadien, et que l'exploitation des installations converties au transport pétrolier continuerait de servir l'intérêt public.

2.2 EFFICIENCE ÉCONOMIQUE

L'Office a déclaré qu'il a notamment pour raison d'être de promouvoir l'efficacité économique dans l'intérêt public¹⁰.

Le concept de l'efficacité économique fait partie des objectifs stratégiques de l'ONÉ depuis de nombreuses années, et a été appliqué autant dans les causes portant sur les droits que dans celles portant sur les installations.

⁶ Décision MH-1-2006, page 16 : « L'application du critère proposé de l'absence de préjudice serait d'ailleurs contraire aux nombreuses décisions de l'Office et des tribunaux, lesquels ont statué que l'Office dispose d'un grand pouvoir discrétionnaire pour déterminer ce qui est pertinent dans l'exercice de son mandat. »

⁷ Décision MH-1-2006, page 56.

⁸ Décision MH-1-2006, pages 61-62.

⁹ Décision MH-1-2006, page 64.

¹⁰ Guide de dépôt, paragraphe 1.1.

Dans le contexte de la réglementation des droits, l'efficacité économique renvoie généralement au fait que les droits devraient fournir des signaux de prix appropriés afin de maximiser l'utilisation du réseau pipelinier et diminuer ainsi les coûts¹¹.

Dans le contexte des gazoducs canadiens de longue distance, l'ONÉ a décrit l'« efficacité économique » comme signifiant :

[TRADUCTION]...la promotion du développement d'un système efficace de transport du gaz naturel qui répond aux besoins des expéditeurs et bénéficie aux consommateurs de gaz.

Plus précisément, cela signifie que, dans la mesure du possible, les prix reflètent la valeur marchande concurrentielle des services; une combinaison d'options de services est offerte pour répondre aux besoins des expéditeurs; et une capacité du pipeline adéquate est en place au fil du temps.

L'Office vise également :

[TRADUCTION] ...à s'assurer que les clients du gazoduc sont traités équitablement (sans discrimination induite) et que les fournisseurs de services ont une chance équitable de récupérer leur capital investi¹².

Dans la décision MH-1-2006 portant sur le transfert d'installations en vue du transport de pétrole d'installations qui continuaient d'être utilisées et utiles au transport du gaz naturel, mais qui n'étaient plus nécessaires à la prestation de services gaziers, l'Office s'est penché sur l'utilisation efficace des ressources. Il a conclu 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 ressources¹³. L'Office a statué en outre qu'il serait dans l'intérêt public de permettre un autre usage productif de biens qui sont sous-utilisés¹⁴, et que l'on obtient des résultats efficaces du point de vue économique lorsque les producteurs réussissent à maximiser la valeur qu'ils obtiennent pour leur produit et que les consommateurs obtiennent la solution la moins coûteuse pour répondre à leurs besoins¹⁵.

¹¹ *Motifs de décision de l'Office national de l'énergie, TransCanada PipeLines Limited, RH-1-2007, RH-1-2007 Demande d'approbation d'un point de réception*, juillet 2007 (Décision RH-1-2007), page 24.

¹² *The Future of Natural Gas Pipeline Regulation in Canada*, conférence présentée à l'Association des consommateurs industriels de gaz, 2000 Natural Gas Conference, à Toronto, en Ontario, par Jean-Paul Théorêt, membre de l'Office national de l'énergie, 14 et 15 novembre 2000, page 3.

¹³ Décision MH-1-2006, page 54.

¹⁴ Décision MH-1-2006, page 65.

¹⁵ Décision MH-1-2006, page 61.

TransCanada et Énergie Est estiment que la cession proposée des installations, l'exploitation subséquente de ces installations cédées pour le transport du pétrole, et la construction du Projet du réseau principal de l'Est pour répondre aux besoins de capacité de service garanti dans le triangle de l'Est se traduiront par un résultat efficient du point de vue économique.

2.3 INSTALLATIONS UTILISÉES ET UTILES

L'Office applique le concept d'utilisation et d'utilité dans l'évaluation de la tranche installations en service de la base tarifaire. Plus précisément, l'Office pose deux questions : 1) les installations sont-elles utiles à la prestation du service au public et utilisées à cette fin? et 2) les capitaux investis dans les installations l'ont été de façon prudente en vue d'assurer le service au public¹⁶? Si la réponse à chacune de ces questions est « oui », le coût des installations demeure compris dans la base tarifaire et produit un rendement sur le capital.

TransCanada a pour position que l'ensemble de ses investissements dans toutes les installations de la canalisation principale ont été faits prudemment en vue de la prestation de services au public, et conformément aux approbations de l'ONÉ. Toutes les installations de la canalisation principale, y compris les installations converties, demeurent utilisées et utiles dans la prestation de services au public.

Tel qu'il est indiqué ci-dessus, dans la décision MH-1-2006, l'ONÉ a approuvé le transfert des installations de la canalisation principale de TransCanada en vue du transport pétrolier qui étaient en fait utilisées et utiles au transport gazier, mais qui n'étaient plus nécessaires au transport du gaz¹⁷. Deux des raisons justifiant sa conclusion que le transfert servait l'intérêt public portaient sur la nécessité d'un complément de capacité d'oléoduc, et sur la mise en place d'un autre usage productif de biens qui sont sous-utilisés¹⁸. L'ONÉ a conclu que l'intérêt public ne serait pas bien servi s'il ordonnait à TransCanada de continuer à utiliser les installations pour le service de transport gazier alors qu'il a été démontré qu'elles ne sont pas nécessaires et que TransCanada a proposé une autre utilisation des installations que l'Office considère comme conforme à l'intérêt public¹⁹.

La norme fondée sur l'utilisation et l'utilité a également été longuement examinée dans la décision sur le réseau principal RH-003-2011. Cette norme, de même que

¹⁶ Pipeline Interprovincial Limitée, Demande tarifaire, Motifs de décision, décembre 1977 (Demande de tarif et droits de PIL), pages 3-8.

¹⁷ Voir la Décision MH-1-2006 page 61, citant les chapitres 3 et 4.

¹⁸ Décision MH-1-2006, page 65.

¹⁹ Ibidem.

celle de la prudence, a été acceptée par l'Office comme critère pour déterminer la possibilité de recouvrement des coûts²⁰.

Les demandeurs estiment que dans les circonstances du présent cas, il est dans l'intérêt public de transférer les installations faisant l'objet de la conversion actuellement utilisées et utiles du transport du gaz au transport pétrolier. Les installations faisant l'objet de la conversion pourront être employées plus efficacement pour transporter du pétrole, tout en conférant des avantages économiques aux expéditeurs de gaz par la canalisation principale.

2.4 AUCUNS DROITS ACQUIS

L'ONÉ a accepté et adopté le principe de l'« absence de droits acquis », selon lequel, en l'absence d'un droit contractuel garanti en vigueur, les clients n'acquièrent pas un droit de propriété sur les services ou les installations d'un pipeline, ni de droit à une certaine forme de protection contre les hausses de droits, simplement en raison de leur utilisation antérieure des services. En concluant un contrat avec un pipeline, les expéditeurs achètent un service de celui-ci (par exemple, le transport ou l'entreposage) et non pas une participation dans les installations. Par conséquent, en achetant un service auprès d'un pipeline, les expéditeurs n'obtiennent en aucun cas un droit à une protection future à l'égard des droits ou de la disponibilité de la capacité.

Des exemples récents de l'application du principe de l'« absence de droits acquis » comprennent la décision RH-003-2011 sur la restructuration du réseau principal de TransCanada, dans laquelle l'Office a statué que les coûts et les avantages ne se prolongent pas au-delà de l'échéance du contrat à l'origine de la demande de services et de la prestation de ce service²¹, et la décision MH-1-2006 portant sur le transfert initial des installations de la canalisation principale de TransCanada du service du transport gazier au transport pétrolier²².

Le principe de l'« absence de droits acquis » signifie que les expéditeurs de gaz de la canalisation principale n'ont aucun droit de propriété à l'égard de la capacité existante de la canalisation principale qui ne fait pas actuellement l'objet de contrats ni des installations qui pourraient assurer cette capacité visée par contrat.

²⁰ Décision RH-003-2011, pages 41-45.

²¹ Décision RH-003-2011, page 2.

²² Décision MH-1-2006, page 6.

2.5 LE SERVICE GARANTI CONSTITUE LE POINT DE MESURE DE LA CAPACITÉ RESTANTE DU RÉSEAU PRINCIPAL POST-TRANSFERT

Parmi les facteurs à prendre en compte dans l'évaluation de l'intérêt public du transfert des installations proposé, on trouve la demande prévue en capacité de transport de gaz sur la canalisation principale, et l'incidence que pourrait avoir le transfert des installations sur la capacité de la canalisation principale de répondre à cette demande.

Le contraire logique du principe de l'« absence de droits acquis » se veut être la conclusion selon laquelle, dans la mesure où les expéditeurs ont conclu un contrat annuel garanti visant une capacité sur la canalisation principale, ces expéditeurs ont droit à cette capacité, et le pipeline a l'obligation de maintenir une capacité suffisante pour desservir ces droits.

Dans la décision MH-1-2006, l'Office a jugé que le critère pertinent pour déterminer ce qui représente une capacité restante suffisante dans la canalisation principale est l'aptitude du pipeline à répondre aux demandes attendues de service *garanti*²³. L'Office a déterminé quelles installations de la canalisation principale demeureraient utilisées et utiles au transport du gaz, mais n'étaient plus nécessaires à la fourniture de ce service aux termes de contrats garantis. L'Office a jugé que d'exiger que soit maintenue la 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 ressources²⁴. Par conséquent, les contrats de service garanti constituent le point de mesure approprié pour déterminer la capacité de transport de gaz que doit maintenir TransCanada après le transfert des installations à Énergie Est.

2.6 PRIX DE TRANSFERT

Un transfert d'installations exige l'examen, par les autorités de réglementation, du prix du transfert et de la façon dont il sera constaté par l'acheteur et le vendeur.

Le *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs* (le « RNCO ») et le *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs* (le « RNCG »)²⁵ prévoient que les transferts entre des compagnies appartenant au même groupe doivent être constatés à la valeur comptable nette (VCN), à moins que l'Office accorde une exemption de cette obligation²⁶. Divers transferts à la VCN entre

²³ Décision MH-1-2006, page 54.

²⁴ Décision MH-1-2006, pages 56-57 et 61.

²⁵ Décision MH-1-2006, Chapitre 5 : Transfert à la valeur comptable nette, pages 59-60.

²⁶ Paragraphes 129 (1.1) de la Loi et 15(4) du RNCO et du RNCG.

compagnies appartenant au même groupe ont été approuvés²⁷. L'Office a également accordé une exemption ayant permis d'effectuer un transfert à ce qui constituait, dans les faits, le coût de remplacement²⁸.

Dans la décision MH-1-2006, l'Office a approuvé la VCN comme étant le prix de transfert approprié pour les installations vendues par TransCanada à Keystone en vue de la conversion du transport gazier au transport pétrolier. Bien que le prix de transfert correspondant à la VCN n'a pas été contesté, l'ONÉ l'a jugé approprié puisqu'il était conforme aux pratiques et principes existants ainsi qu'au RNCO et au RNCG²⁹.

En ce qui concerne la canalisation principale et Énergie Est, la cession d'actifs s'effectue entre des sociétés appartenant au même groupe à un prix d'environ 1,5 G\$ (le « prix de cession »), qui est supérieur à la VCN des installations faisant l'objet de la conversion de 500 M\$. TransCanada propose de procurer des avantages économiques supplémentaires pour les expéditeurs de la canalisation principale, en affectant la prime d'acquisition de 500 M\$ en réduction de la base tarifaire du triangle de l'Est, devant être amortie sur une période de 15 ans jusqu'en 2030. L'Office a reconnu qu'en présence d'une prime d'acquisition, son affectation est au gré du pipeline³⁰.

TransCanada et Énergie Est font valoir que, en reconnaissance du fait que TransCanada s'est engagée à attribuer le plein montant de la prime d'acquisition au bénéficiaire des expéditeurs de la canalisation principale, l'Office devrait conclure que le prix de cession négocié est juste et raisonnable et ne confère aucun avantage indu à l'une ou l'autre des compagnies appartenant au même groupe. Par conséquent, l'Office devrait approuver les requêtes des demandeurs en vue d'être exemptés de l'application du RNCG et du RNCO afin de permettre d'effectuer la cession d'actifs au prix de cession négocié, de porter la prime d'acquisition au crédit de la base tarifaire du triangle de l'Est et d'amortir la prime d'acquisition jusqu'en 2030.

2.7 CONCLUSION

Le réseau canadien de TransCanada, réseau pipelinier sous réglementation fédérale, existe et est exploité aux termes du cadre juridique établi en vertu de la Loi sur l'ONÉ,

²⁷ Voir la décision MH-1-2006; Motifs de décision de l'Office national de l'énergie, InterCoastal Pipe Line Inc. et Interprovincial Pipe Line Inc., GH-4-93; Motifs de décision de l'Office national de l'énergie, Pipeline Interprovincial Inc. (Projet de renversement de la canalisation 9), OH-2-97

²⁸ Motifs de décision de l'Office national de l'énergie, Enbridge Southern Lights GP au nom d'Enbridge Southern Lights LP et d'Enbridge Pipelines Inc., OH-3-2007, pages 46-47

²⁹ Décision MH-1-2006, Chapitre 5 : Transfert à la valeur comptable nette, pages 59-60.

³⁰ *Atco Gas and Pipelines Ltd. v. Alberta (Energy and Utilities Board)*, 2006 S.C.J. No. 4.

et des normes et principes de réglementation reconnus et appliqués par l'Office. Ces normes continuent de s'appliquer et devraient orienter la décision de l'Office à l'égard de la demande. La norme de réglementation fondamentale applicable à la présente demande de cession est celle de l'intérêt public.

3.0 MODALITÉS DE LA CESSION D'ACTIFS

3.1 PARTIES À LA CESSION

Les installations faisant l'objet de la conversion seront cédées par TransCanada PipeLines Limited à Oléoduc Énergie Est Ltée au nom de Energy East Pipeline Limited Partnership.

TransCanada est une société par actions prorogée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* et est le propriétaire et l'exploitant du réseau de transport de gaz sur la canalisation principale de TransCanada (canalisation principale).

Energy East LP est une société en commandite constituée en vertu des lois de la province de l'Alberta. Les activités et les affaires internes d'Energy East LP sont administrées par son commandité, Énergie Est (commandité). Le commandité est une société par actions constituée en vertu des lois du Canada. TransCanada est le commanditaire d'Energy East LP (commanditaire) et ne prend pas part à la gestion de la société en commandite. Le commandité est propriétaire d'une participation de 0,01 % et le commanditaire de 99,99 % dans Energy East LP. Energy East LP, le commandité et le commanditaire sont enregistrés pour exercer des activités en Alberta, en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick.

Les détails de la structure d'entreprise pour le Projet sont reproduits dans le Volume 3, Section 4, Figure 4-1 : Structure de l'entreprise.

3.2 CONVENTION DE CESSION

En 2011, TransCanada a commencé à étudier la faisabilité d'acheminer une plus grande production de pétrole brut du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) vers les principaux marchés, tels que l'est du Canada, la côte est des États-Unis (É.-U.), la côte américaine du golfe du Mexique (CAGM), l'Europe et l'Asie. Des discussions préliminaires ont eu lieu avec des expéditeurs pétroliers éventuels et, au cours des mois suivants, TransCanada a élaboré un projet conceptuel et étudié diverses façons de l'accomplir, notamment par l'acquisition et la conversion éventuelle au service de pétrole brut d'installations existantes de gaz naturel qui n'étaient pas entièrement souscrites par contrats de service garanti.

Des pourparlers commerciaux avec des expéditeurs éventuels ont eu lieu en 2012 et au début de 2013 qui portaient sur des possibilités de point de livraison, un calendrier, les droits et les modalités de service. À la suite de ces pourparlers, TransCanada, au nom d'Énergie Est, a annoncé en avril 2013 son intention de lancer un appel de soumissions exécutoires visant à obtenir des engagements fermes des parties intéressées. Au début d'août 2013, TransCanada, au nom d'Énergie Est, a annoncé

que l'appel de soumissions avait généré suffisamment d'engagements de transport à long terme pour aller de l'avant avec un projet.

En mars 2013, TransCanada et Énergie Est ont conclu un protocole d'entente (PE) aux termes duquel les parties ont entrepris des négociations en vue d'élaborer une entente officielle fixant les modalités et conditions d'achat et de vente des installations faisant l'objet de la conversion. Le 17 septembre 2014, le protocole d'entente a été remplacé par la convention de cession décrite ci-après (voir l'Annexe Vol 2-1 : Convention de cession entre TransCanada PipeLines Limited et Oléoduc Énergie Est Ltée).

Aux termes de la convention de cession, les installations faisant l'objet de la conversion seront cédées en étapes en fonction du calendrier de construction, à un prix combiné qui a été négocié entre les parties (estimé actuellement à 1,5 G\$) et selon les dates convenues par les parties. Énergie Est sera l'ultime responsable du démantèlement et de la cessation d'exploitation de toutes les installations d'Énergie Est et des coûts estimatifs de la cessation d'exploitation (CECE) et de la provision d'une contribution annuelle (CA) pour les installations faisant l'objet de la conversion et les nouvelles installations.

Les installations faisant l'objet de la conversion se composent des portions de trois sections de la canalisation principale de TransCanada entre Burstall en Saskatchewan et Iroquois en Ontario, notamment ce qui suit :

- Ligne des Prairies—Ligne 100-4, se composant d'une conduite de 940 km d'un diamètre de 1 067 mm (DN 42) commençant à MLV-2 près de Burstall en Saskatchewan jusqu'à MLV-41 à l'est de Winnipeg au Manitoba
- Ligne du nord de l'Ontario—Ligne 100-4 avec certaines sections de la ligne 100-3, se composant d'une conduite de 1 640 km d'un diamètre de 1 067 mm (DN 42) commençant à MLV-41 à l'est de Winnipeg au Manitoba jusqu'à MLV-116 près de North Bay en Ontario
- Ligne du raccourci de North Bay—Ligne 1 200-2, se composant d'une conduite de 420 km d'un diamètre de 1 067 mm (DN 42) commençant à MLV-116 près de North Bay en Ontario jusqu'à MLV-1401 près de Iroquois en Ontario

Une liste des installations précises devant être cédées, conformément aux alinéas 74(1)a) et b) de la partie V de la Loi, est reproduite à l'Annexe Vol 5-2 : Schéma du réseau de la ligne de conversion et à l'Annexe Vol 2-2 : Rapport sommaire des conduites de conversion.

Énergie Est a relevé un franchissement de rivière qui sera désactivé, aux termes de l'article 44 du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* (RPT), à la suite de la cession d'actifs. Le franchissement de la rivière Assiniboine est

mentionné dans le schéma du réseau de ligne de conversion à l'Annexe Vol 5-2 et est décrit en détail au Volume 5, Section 4.2.4.

Les installations faisant l'objet de la conversion ont été construites en vertu de plusieurs certificats et ordonnances connexes de l'ONÉ. La liste des conduites devant être converties est fournie à l'Annexe Vol 2-3 : CUP de l'ONÉ et ordonnances connexes pour les conduites de conversion. En ce qui concerne les vannes de la canalisation principale et des autres installations qui doivent être cédées avec les conduites faisant l'objet de la conversion, la liste des vannes de canalisation principale est énumérée à l'Annexe Vol 2-4 : CUP de l'ONÉ et ordonnances connexes pour les vannes de la canalisation principale et la liste des autres installations est énumérée à l'Annexe Vol 2-5 : CUP de l'ONÉ et ordonnances connexes pour les autres installations. TransCanada demande à l'Office de modifier ces certificats et ordonnances existants de TransCanada aux termes de l'article 21 de la Loi.

En ce qui concerne les installations énumérées à l'Annexe Vol 2-4 : CUP de l'ONÉ et ordonnances connexes pour les vannes de la canalisation principale et à l'Annexe Vol 2-5 : CUP de l'ONÉ et ordonnances connexes pour les autres installations, Énergie Est demande de désaffecter ces actifs de gaz de TransCanada cédés qui ne seront pas nécessaires pour le service de transport de pétrole brut, conformément à l'article 45 du RPT.

Préalablement à la date de mise en service du pipeline, Énergie Est conclura une convention d'exploitation avec TransCanada pour la prestation des services d'exploitation de l'Oléoduc Énergie Est.

3.3 PRIX DE LA CESSION

Le prix de cession total de toutes les installations faisant l'objet de la conversion s'élève à environ 1,5 G\$. Le prix de cession comprend la VCN des installations faisant l'objet de la conversion et une prime d'acquisition de 500 M\$ devant être versée par Énergie Est (prime d'acquisition).

Pour des détails sur les répercussions du prix de cession sur la base tarifaire de la canalisation principale et les besoins en revenus, veuillez vous reporter à la Section 4.4.

3.4 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 de 250 M\$ de la prime d'acquisition sera récupérée en droits au cours de la

durée de vie du Projet. Le 250 M\$ restant de la prime d'acquisition ne sera pas compris dans le calcul des droits au cours de la durée des CST.

Puisque TransCanada et Énergie Est sont des sociétés membres du même groupe, la réglementation de l'ONÉ exige qu'il soit tenu compte de la réduction de la VCN en raison de la vente des installations faisant l'objet de la conversion dans la base tarifaire de la canalisation principale. Par conséquent, la VCN des installations faisant l'objet de la conversion qui comprend actuellement des parties de la ligne des Prairies, de la ligne du nord de l'Ontario (LNO) et du raccourci de North Bay (RNB) sera déduite des bases tarifaires des tronçons respectifs de la canalisation principale.

Comme il a été abordé à la rubrique 2.7 de la présente demande en vertu de l'article 74, TransCanada et Énergie Est demandent chacune une dispense de l'ONÉ pour leur permettre d'effectuer la cession à un prix qui dépasse la VCN, de sorte que TransCanada puisse affecter 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 une durée de 15 ans se terminant en 2030.

4.0 INCIDENCE DE LA CESSION D'ACTIFS SUR LES EXPÉDITEURS DE LA CANALISATION PRINCIPALE

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

- 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
- les nouvelles installations gazières nécessaires pour assurer une capacité suffisante sur la canalisation principale pour répondre aux besoins en service garanti
- les exigences en matière de revenu et l'incidence sur 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), la capacité après la cession d'actifs suffira à répondre aux besoins en service garanti dans toutes les instances prévisibles. 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, TransCanada propose de construire le Projet du réseau principal de l'Est (PRPE) pour s'assurer de combler tous les besoins de service de transport garanti.

L'incidence nette de la cession d'actifs et l'ajout de la nouvelle capacité sur la canalisation principale entraînent un bénéfice net global pour les expéditeurs de la canalisation principale, en fonction de la valeur actualisée nette (VAN), de plus de 900 M\$, calculé jusqu'en 2030. De ce bénéfice net global, le bénéfice en fonction de la VAN pour les expéditeurs dans le triangle de l'Est, calculé sur le même fondement, est d'environ 500 M\$.

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 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 STS¹, en date de la cession proposée de ce tronçon.

Pour prévoir les besoins en service garanti, TransCanada a appliqué des hypothèses prudentes, notamment en raison de la nature des droits de renouvellement des expéditeurs aux termes des contrats existants. La démarche employée dans l'analyse de la conception des installations consiste à présumer des besoins en service garanti maximum qui peuvent exister au moment où les installations sont achevées. Cette démarche tient pour acquis le renouvellement de tous les contrats et ce, pour s'assurer que tous les engagements contractuels possibles peuvent être remplis, même si cette présomption pourrait se traduire par une surestimation des besoins en installations au moment de la cession d'actifs proposée.

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 5 du présent volume des prévisions en matière de débit illustrant des détails historiques et prévisionnels.

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.

¹ 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.

Les capacités dont il est question dans 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 4-1 pour une carte illustrant les tronçons de la canalisation principale devant être convertis en oléoduc.

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 4-2. 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).

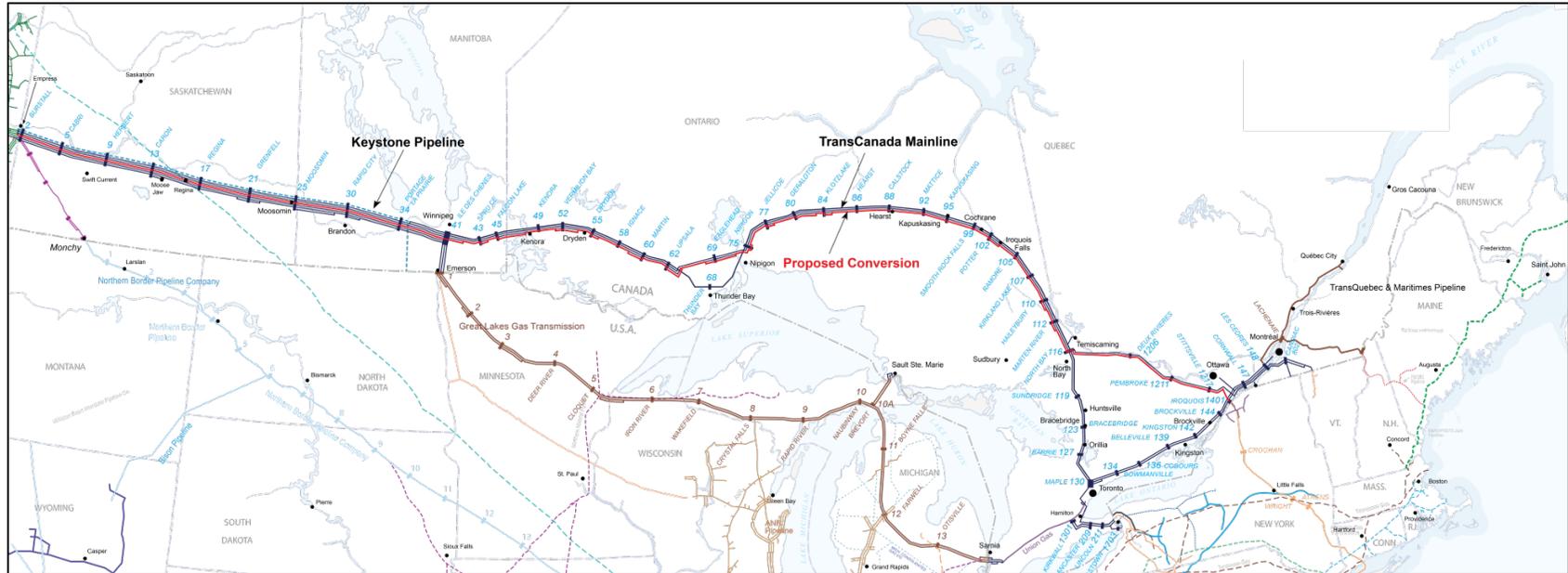


Figure 4-1 : Carte de la conversion proposée de la canalisation principale de TransCanada

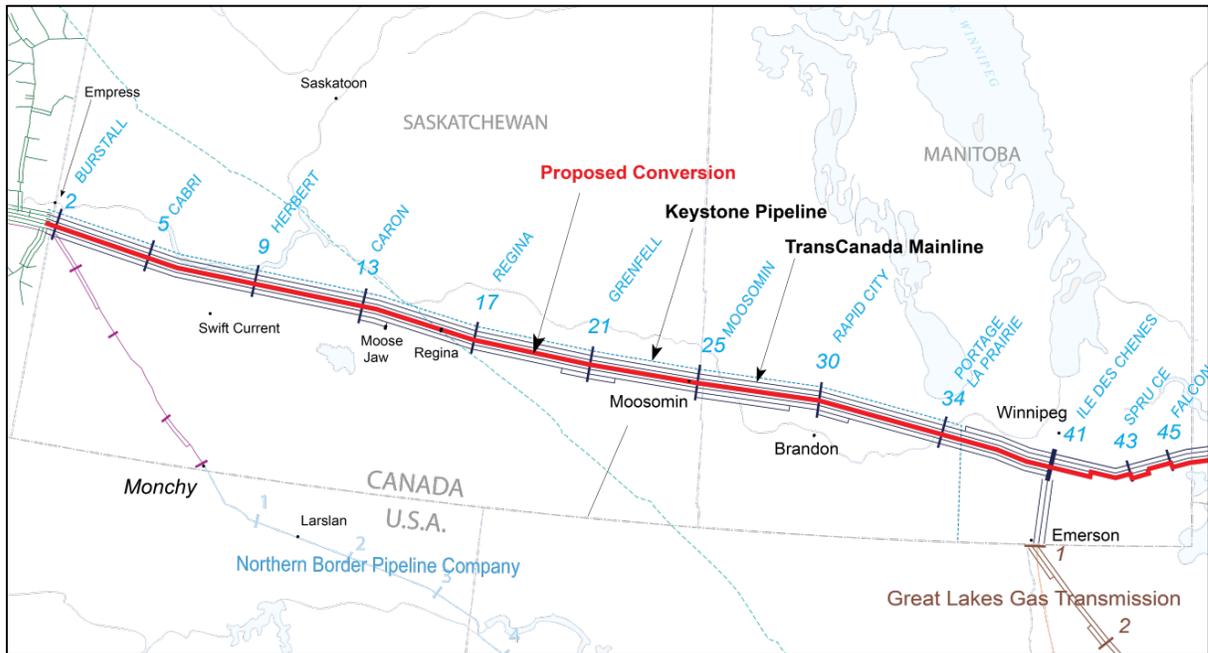


Figure 4-2 : Conversion proposée de la ligne des Prairies

La capacité systémique ferme de la ligne des Prairies avant la cession de la ligne 100-4 est de 6 462 térajoules par jour (TJ/j). Après la cession d'actifs proposée, 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 prévus pour la ligne des Prairies après la date de cession proposée du 31 mars 2016 sont de 1 195 TJ/j le 1^{er} avril 2016, et de 769 TJ/j le 1^{er} novembre 2016. La capacité systémique disponible sur la ligne des Prairies après la conversion de la ligne 100-4 suffit donc à répondre à toutes les obligations prévisionnelles contractuelles de service garanti.

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

La figure 4-3 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 présumant 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.

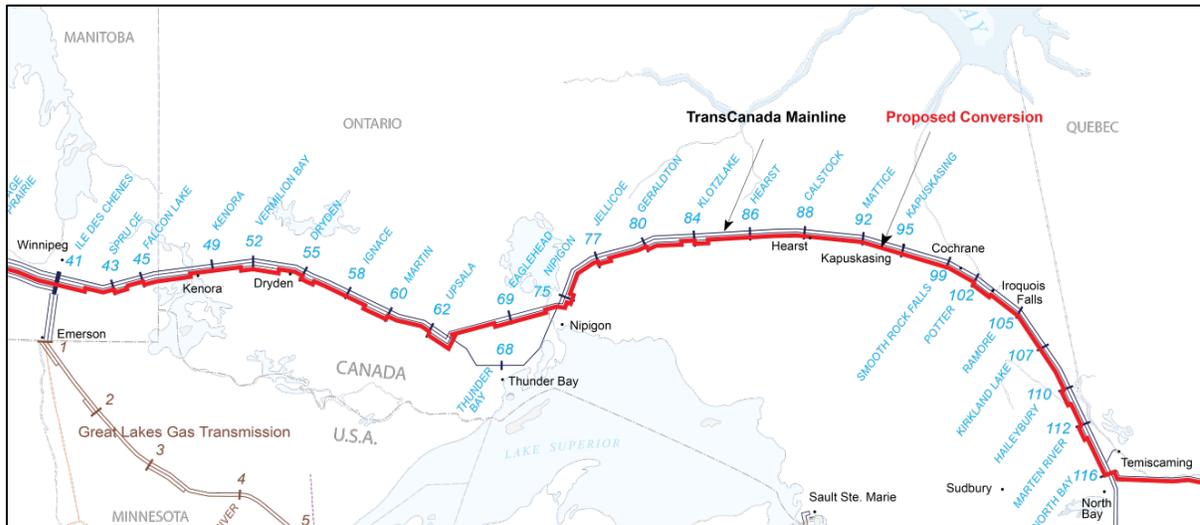


Figure 4-3 : Conversion proposée de la ligne du nord de l'Ontario

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 prévues suivant la date de cession proposée du 31 mars 2016 de 1 569 TJ/j le 1^{er} avril 2016, et de 1 109 TJ/j le 1^{er} novembre 2016. Ces exigences contractuelles garanties comprennent la pleine utilisation par TransCanada du contrat de TPT à contre-courant de Great Lakes Gas Transmission de 500 TJ/j durant l'été et de 465 TJ/j durant l'hiver, qui nécessite la capacité de la LNO. En effectuant les travaux d'intégrité nécessaires, TransCanada s'assurera ainsi d'une capacité suffisante sur la LNO pour continuer à remplir ses obligations de service garanti après la cession d'actifs.

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 4-4. 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.

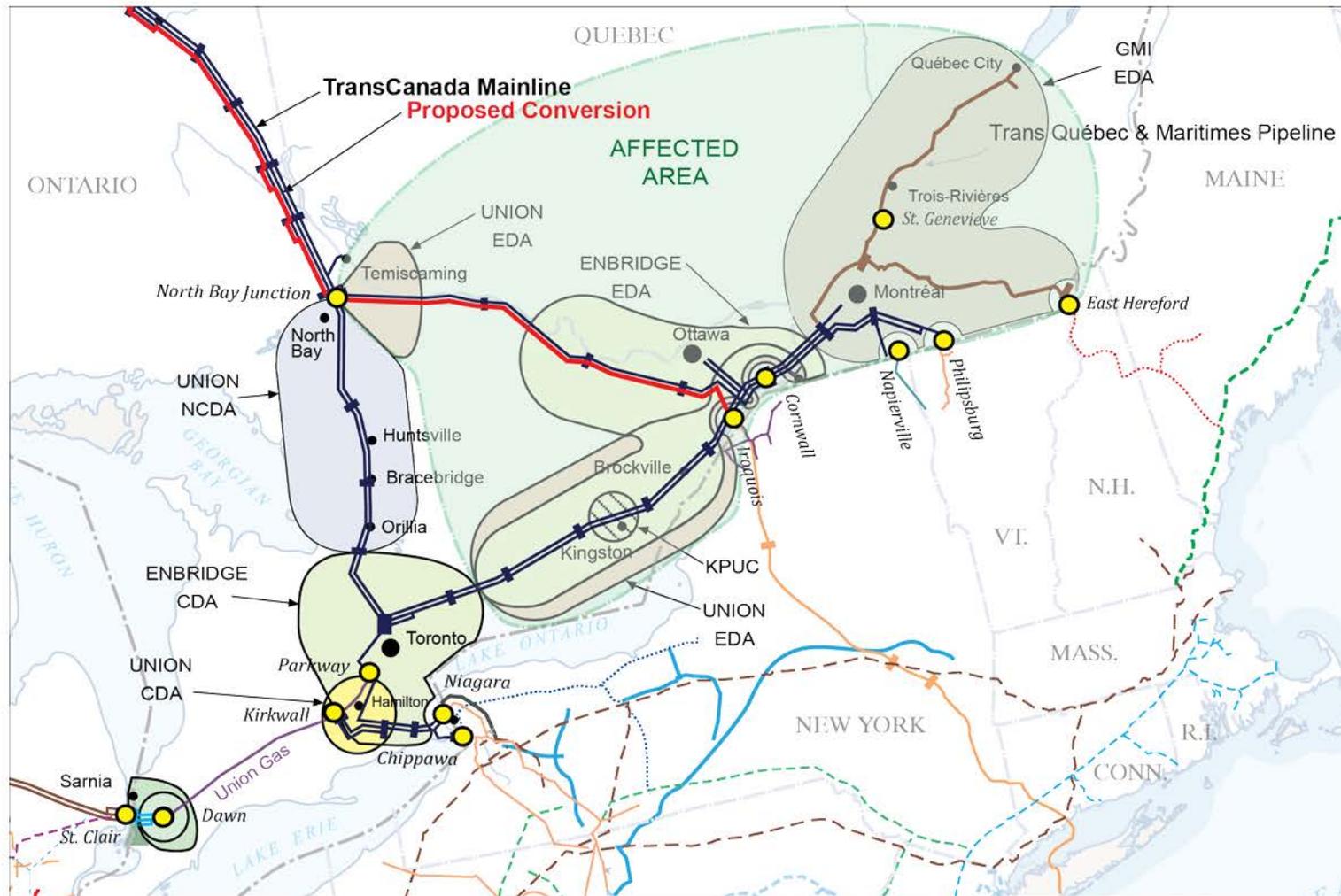


Figure 4-4 : Conversion proposée du triangle de l'Est

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 GMi, 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 4-4). 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. 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 3 180 TJ/j. Après la cession, la capacité systémique vers la zone touchée sera de 1 970 TJ/j. Ces capacités reflètent une condition de conception de la charge hivernale de pointe avec perte d'unité critique et se comparent aux besoins en service garanti prévus en date de la cession du RNB (31 mars 2017) de 2 546 TJ/j. Le volume de capacité devant être ajouté pour compenser l'effet de la cession de la ligne 1200-2 correspond à la différence entre ces valeurs, soit 575 TJ/j.

Le sommaire présenté au tableau 4-1 décrit les capacités, par tronçon de la canalisation principale, avant et après la cession d'actifs proposée.

Tableau 4-1 : Sommaire de la capacité théorique prévue et des contrats fermes sur la canalisation principale

Tronçon de conduit	Avant la cession		Après la cession		Niveau contractuel ferme
	10 ⁶ m ³ /j	PJ/j	10 ⁶ m ³ /j	PJ/j	PJ/j
Prairies (conception de la charge estivale de pointe)					
100 % de la capacité estivale de pointe	188	7,06	157	5,90	
Capacité ferme	172	6,46	142	5,33	1,2
<i>Installations en service</i> ¹	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	3,60	57	2,13	1,5
<i>Installations en service</i>	Lignes 100-1,2,3,4		Lignes 100-1,2, Partielle 3		

Tronçon de conduit	Avant la cession		Après la cession		Niveau contractuel ferme
	10 ⁶ m ³ /j	PJ/j	10 ⁶ m ³ /j	PJ/j	PJ/j
Triangle de l'Est (conception de la charge hivernale de pointe)					
100 % de la capacité hivernale de pointe	86	3,21	55	2,06	
Capacité ferme	85	3,18	53	1,97	2,5
<i>Installations en service</i>	Lignes 1200-1, 1200-2, Barrie, ligne de Montréal		Lignes 1200-1, Barrie, ligne de Montréal		
Note :					
1. Ligne des Prairies 100-1 en aval de la VCP-37					

4.2.4 Calcul des besoins en service garanti pour la zone touchée

Tel qu'il est décrit au paragraphe 4.1, TransCanada a appliqué des hypothèses prudentes pour calculer le volume de capacité de service garanti qui sera souscrit dans le triangle de l'Est à la date de cession proposée. TransCanada estime le volume de service garanti prévu dans la zone touchée à 2 546 TJ/j, résumé dans le tableau 4-2.

Tableau 4-2 : Besoins estimatifs en service garanti pour la zone touchée

Emplacement de livraison	Quantité visée par contrat (TJ/j)
Iroquois	551
East Hereford	53
Philipsburg	75
Cornwall	22
Napierville	9
Sous-total d'exportation	710
ZLE de GMIT	1 054
ZLE d'Enbridge	562
ZLE de KPUC	19
ZLE d'Union	201
Sous-total intérieur	1 836
Total	2 546

Les besoins prévus en service garanti sont fondés sur l'hypothèse du renouvellement de tous les contrats de service garanti présentement en vigueur qui sont assortis de droits de renouvellement, ainsi que sur l'hypothèse de 350 TJ/j en nouveaux services garantis découlant de l'appel de soumissions pour offrir de nouvelles capacités, qui a eu lieu du 29 novembre 2013 au 15 janvier 2014, pour des services débutant au 1^{er} novembre 2016 (l'« ASNC 2016 »).

Au moment de l'annonce du Projet, TransCanada a informé les expéditeurs de la canalisation principale que la capacité ne faisant pas l'objet d'un contrat sur certains tracés pourrait ne pas être disponible après la cession d'actifs. L'ASNC 2016 donnait aux expéditeurs qui s'étaient fiés sur des services discrétionnaires l'occasion de conclure un contrat visant des services garantis additionnels pour répondre aux besoins qu'ils anticipaient sur leurs marchés. Le 2 juillet 2014, TransCanada a reçu des ententes préalables découlant de l'ASNC 2016 visant un total de 350 TJ/j en service garanti dans la zone touchée pour une durée de 15 ans.

Pour établir le volume approprié de capacité nécessaire pour répondre aux besoins existants en service garanti et remplir les nouvelles demandes de service garanti, TransCanada a également tenu un appel de soumission portant sur la gestion de la capacité, du 31 janvier 2014 au 19 février 2014, qui permettait aux expéditeurs de bénéficier d'une remise de capacité à l'égard des services de transport, ce qui peut contribuer à réduire ou éliminer les installations supplémentaires requises en raison de l'ASNC 2016. TransCanada a également demandé aux expéditeurs qui détiennent actuellement des contrats de service garanti, et dont les contrats contribuent à la nécessité de nouvelles installations, d'aviser TransCanada s'ils ne comptaient pas renouveler leurs contrats au-delà du 31 octobre 2016. TransCanada n'a reçu aucune manifestation d'intérêt des expéditeurs dans le cadre de ces mesures volontaires pour réduire la nécessité de nouvelles installations.

4.2.5 Possibilité de réductions futures dans les besoins prévus en service garanti

Étant donné l'hypothèse voulant que tous les contrats soient renouvelés, il est possible que les besoins réels en service garanti à la date de la cession soient inférieurs à ceux prévus. Des non-renouvellements de contrats pourraient survenir soit dans le cadre du processus de renouvellement de deux ans, soit en raison du fait que TransCanada invoquerait la disposition relative à l'option de renouvellement au terme du contrat, qui fait l'objet d'une demande de TransCanada dans la demande d'approbation de l'entente de règlement pour la période 2013-2030, présentement devant l'Office aux termes de la demande RH-001-2014. Si elle est approuvée, la disposition relative à l'option de renouvellement au terme du contrat exigerait des expéditeurs soit de prolonger la durée de leur contrat, soit de renoncer à leurs droits de renouvellement.

TransCanada envisage également des solutions commerciales qui pourraient lui permettre de réduire la portée du Projet du réseau principal de l'Est afin de combler certains besoins en service garanti à court terme sans l'ajout de capacité garantie. Par exemple, un nouveau service FT assorti d'une priorité de service inférieure et de droits plus bas que ceux du FT existant est actuellement à l'étude. Toute pareille solution commerciale, ou le non-renouvellement futur de contrats, entraînera une baisse de la nécessité d'ajouter de la capacité en raison de la cession d'actifs, ce qui pourrait améliorer les avantages anticipés du Projet pour les expéditeurs de gaz.

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 traditionnel 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 Utica.
- Le maintien de ces tendances, qui ressortent déjà et qui se maintiendront dans un avenir rapproché, éliminera la nécessité d'une capacité de transport garanti supplémentaire dans le triangle de l'Est 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 le triangle de l'Est 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 5 du présent volume présente un exposé exhaustif des prévisions en matière d'offre, de marché et de débit pour le triangle de l'Est.

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 le marché gazier du nord-est des États-Unis. En six ans, la zone de schiste de Marcellus est passée d'une production essentiellement nulle à une production de plus de $280 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($10 \text{ Gpi}^3/\text{j}$). La production de la zone de schiste d'Utica ne fait que commencer, mais elle devrait avoir aussi une croissance rapide.

Les prévisions de TransCanada en matière d'offre provenant des zones de schiste Marcellus et Utica sont illustrées à la figure 4-5.

De plus, d'autres sources d'approvisionnement en gaz de schiste sont également présentes dans l'est du Canada, notamment au Québec. TransCanada prévoit que ces ressources seront développées à moyen terme et que, bien qu'elles ne devraient pas croître aussi rapidement que celles des zones de schiste aux États-Unis, elles joueront un rôle dans la compensation des besoins en transport de gaz vers l'est du Canada. Veuillez vous reporter à la Section 5 du présent volume pour plus de détails concernant ces prévisions en matière d'offre.

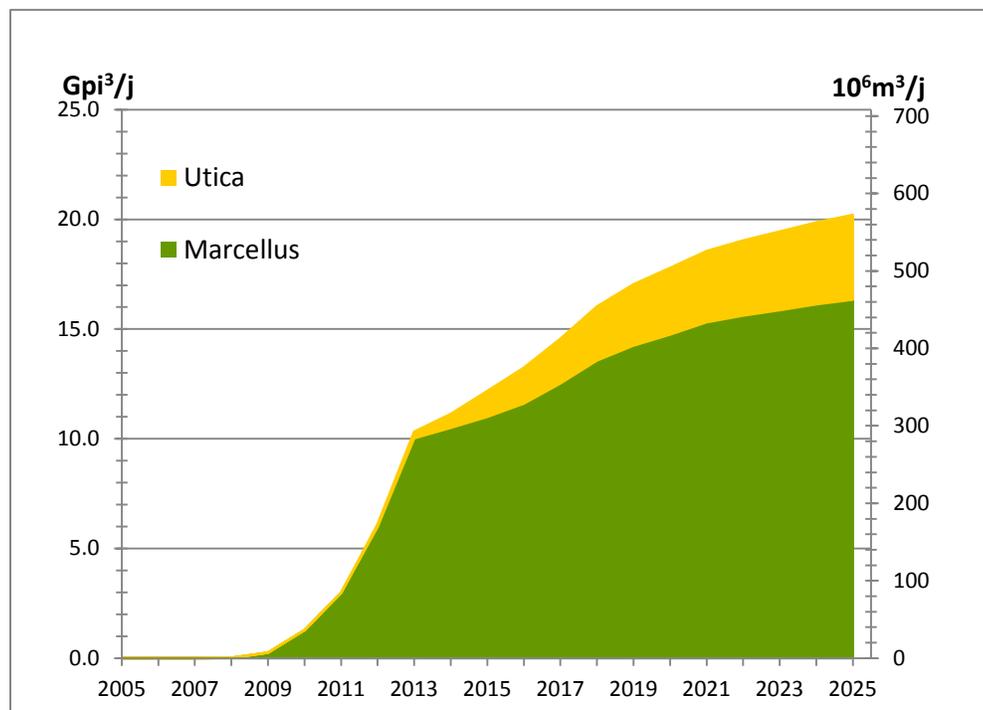


Figure 4-5 : Perspective d'offre de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica
(Source : TransCanada)

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.

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 2013 comptait pour environ 7 à 8 % 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 4-6 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 $291 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($10,3 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2013, à $310 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($10,9 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) d'ici 2020, puis continuer d'augmenter jusqu'en 2030.

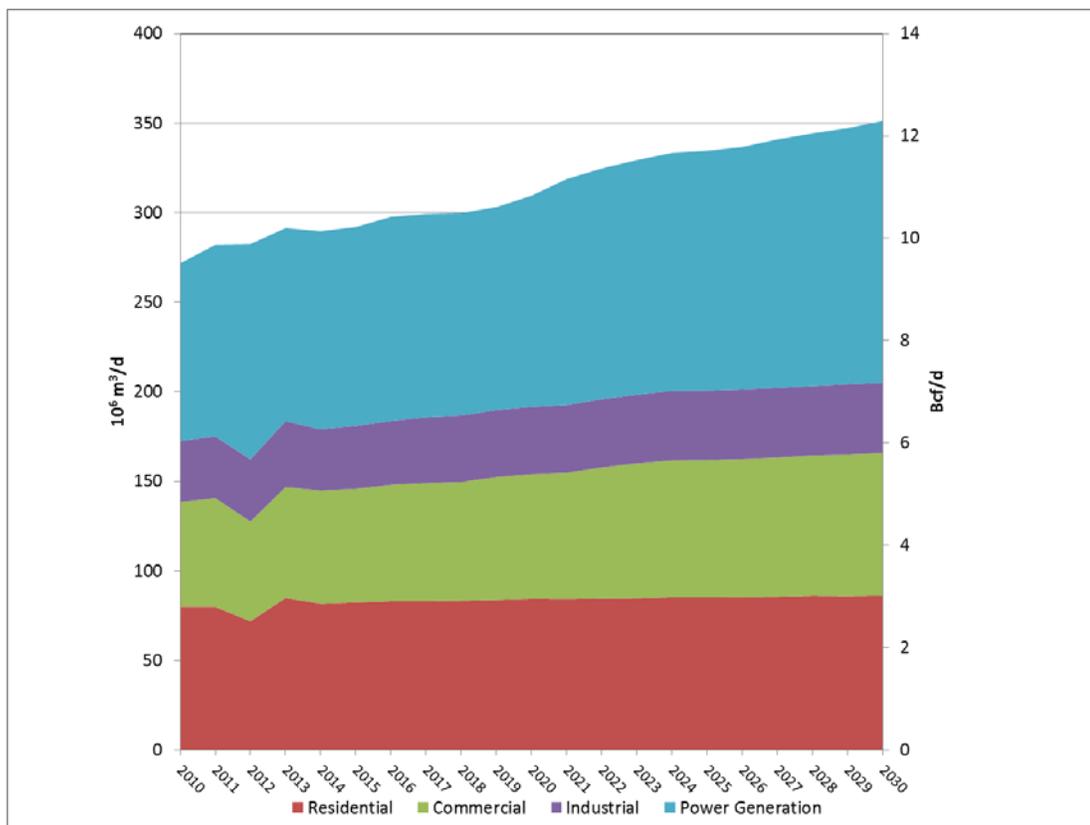


Figure 4-6 : Demande historique et prévisionnelle en gaz naturel
dans le nord-est des États-Unis
(Source : TransCanada)

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 4-7 illustre la consommation historique jusqu'en 2013 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 4-7, TransCanada prévoit une croissance limitée dans le secteur de la production d'électricité dans la ZLE pour les périodes de 2014 à 2017. Il existe un certain nombre d'installations de production (Lennox Power, Bécancour et les installations proposées de Napanee) qui ne devraient pas être en service au cours de cette période. Vers la fin de la décennie, ces installations devraient être remises en service ou être construites, selon les besoins.

Tel qu'il est illustré, la demande au sein de la ZLE est prévue croître d'un niveau moyen annuel de $24,4 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($0,86 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2013 à $29,9 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($1,05 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) d'ici 2020, puis demeurer relativement stable jusqu'à 2030.

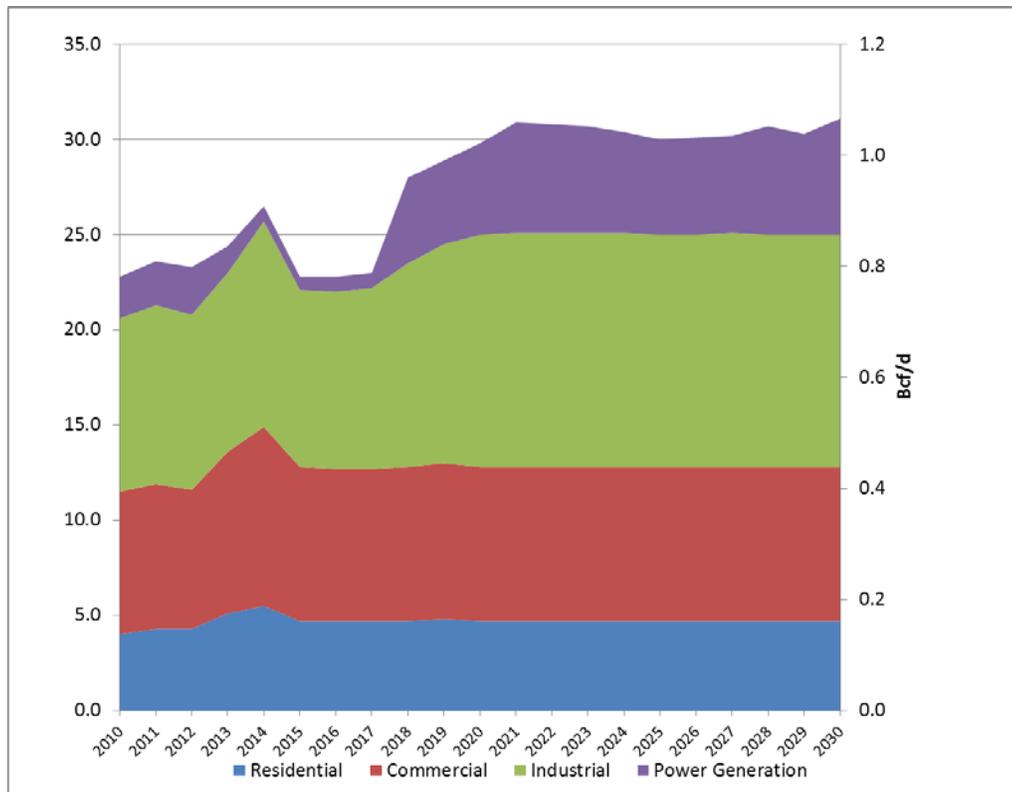


Figure 4-7 : Demande historique et prévisionnelle en gaz pour la zone de livraison de l'est
 (Source : TransCanada)

4.3.2.3 Sommaire de la croissance de la demande

Le tableau 4-3 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 1,3 % par année.

Tableau 4-3 : Sommaire de la croissance de la demande dans le nord-est des États-Unis et l'est du Canada

Région	Hausse de la demande 2015-2030		TCAC 2015-2030
	(10 ⁶ m ³ /j)	(Gpi ³ /j)	(%)
Nord-est des États-Unis	59,2	2,1	1,2
Est du Canada	8,3	0,3	2,1
Total	67,5	2,4	1,3

La croissance projetée du marché de 67,5 10⁶m³/j (2,4 Gpi³/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 280 10⁶m³/j (10 Gpi³/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.

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 4-8).

Le point de Niagara/Chippawa constituait historiquement un important point de livraison d'exportation qui comptait des exportations moyennes annuelles d'environ 28 10⁶m³/j (1 Gpi³/j), avec des demandes de pointe pouvant atteindre 40 10⁶m³/j (1,4 Gpi³/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 11 10⁶m³/j (400 Mpi³/j), et devrait atteindre une fourchette de 17 à 23 10⁶m³/j (600 à 800 Mpi³/j) d'ici 2017.

Simultanément aux dates de mise en service prévues de nombreux projets de pipelines annoncés, comme Atlantic Bridge, Algonquin Incremental Market, Constitution Pipeline 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 de la canalisation principale seront en place. Ces projets de pipelines proposés sont présentés au tableau 4-4.

Au cours de la deuxième moitié de la dernière décennie, les exportations à Iroquois ont atteint en moyenne $28 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($1 \text{ Gpi}^3/\text{j}$), mais ont depuis chuté à environ $14 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($500 \text{ Mpi}^3/\text{j}$). 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 4-9). On doit ainsi présumer que ces besoins sont comblés au moyen d'autres réseaux de pipelines. TransCanada prévoit qu'Iroquois deviendra un point de réception, en moyenne, d'ici 2017. Ce changement surviendra simultanément avec la cession proposée des installations du raccourci de North Bay à Énergie Est.

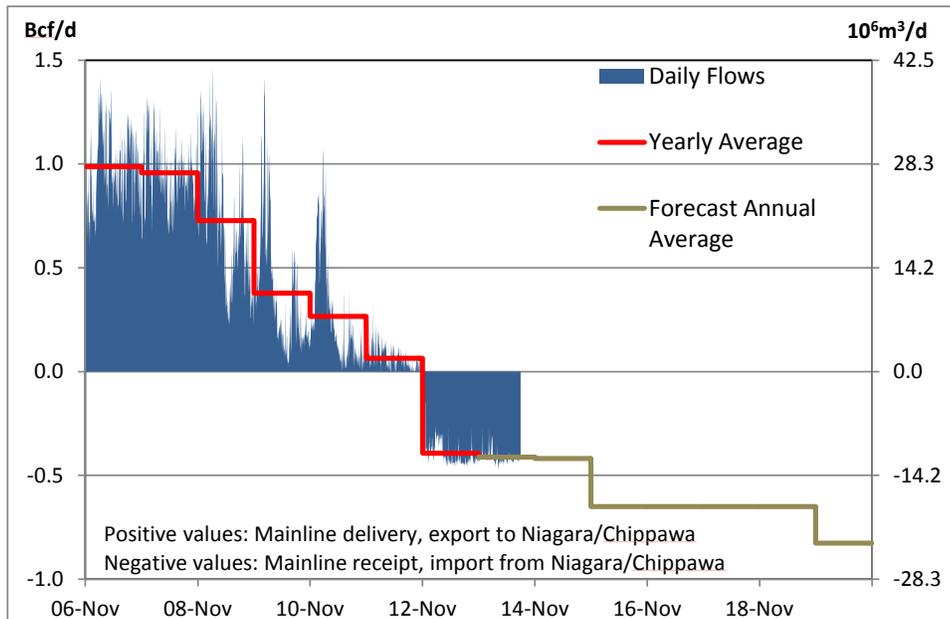


Figure 4-8 : Livraisons historiques et prévisionnelles à Niagara/Chippawa
(Source : TransCanada)

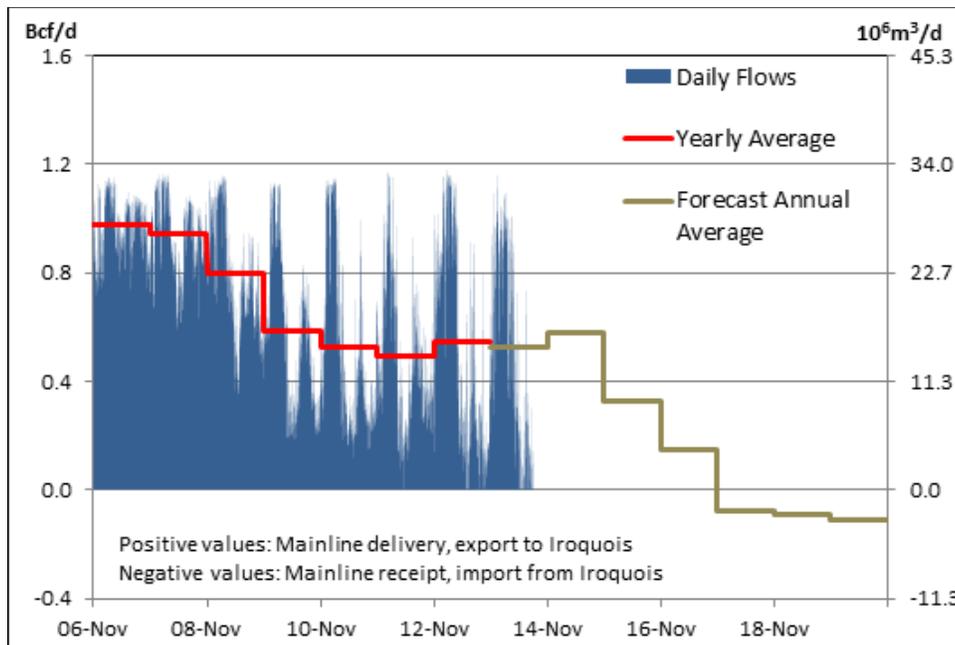


Figure 4-9 : Volumes de livraison historiques et prévisionnels à Iroquois
(Source : TransCanada)

Tableau 4-4 : Projets de pipelines proposés dans le nord-est des États-Unis

Nom du projet (Promoteur)	Description du projet	Volume (TJ/j)	Volume (MDth/j)	Date de mise en service proposée
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.	106-633	100-600	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, en Pennsylvanie, et dans le comté de Luzerne, en Pennsylvanie à son bassin du marché à la station 210 dans le comté de Mercer, au New Jersey.	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	Appel de soumissions conclu le 29 août 2014
Northeast Direct (Kinder Morgan/ Tennessee)	Suit la ligne 300 de TGP jusqu'à Wright (NY), fournissant un accès direct au pipeline Iroquois. Un second tronçon mène de Wright (NY) à Dracut (MA).	Jusqu'à 2 320	Jusqu'à 2 200	Novembre 2018
Connecticut Expansion (Tennessee Gas Pipeline)	Expansions progressives le long de la ligne 200 de TGP pour augmenter la capacité vers le Connecticut.	76	72	Septembre 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	Mise en service ciblée fin 2015/début 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.	Jusqu'à 317	Jusqu'à 300	Novembre 2016
C2C (Portland Natural Gas Transmission)	Expansion de la capacité de NGTS de 168 MDth/jour à environ 300 MDth/jour, de Pittsburg à Westbrook.	317-370	300–350	Appel de soumissions conclu le 14 février 2014
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	Fin 2014
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

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 4-4. 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 4-10 illustre l'emplacement de ces projets au sein du réseau de pipelines du nord-est des États-Unis.

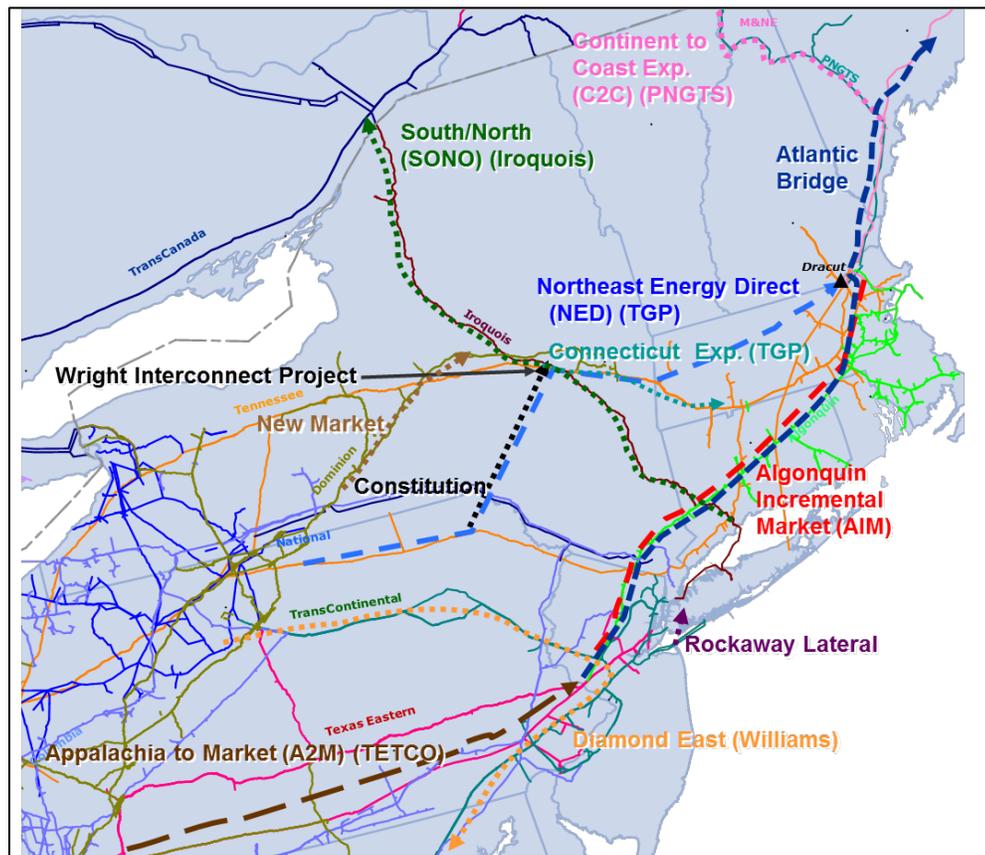


Figure 4-10 : Projets proposés dans le nord-est des États-Unis

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, TransCanada s'attend à ce que, 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 4-11 présente les prévisions de TransCanada en matière de demande moyenne annuelle pour la zone touchée². Une croissance modeste 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 sur la même période, à moins de 25 % de la demande moyenne actuelle. Cette baisse surviendra principalement à court terme, puisque la demande d'exportation devrait baisser de 818 TJ/j en 2015 à 315 TJ/j en 2017, soit une baisse de 62 %.

La date de cession proposée du raccourci de North Bay est le 31 mars 2017, c'est-à-dire après l'hiver de 2016/17, et 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 1 190 TJ/j, soit une réduction de tout près de 500 TJ/j.

² Section 5 : Prévisions de l'approvisionnement en gaz naturel, des marchés du gaz, et du débit, Tableau 5-5 Débits annuels moyens dans la zone touchée.

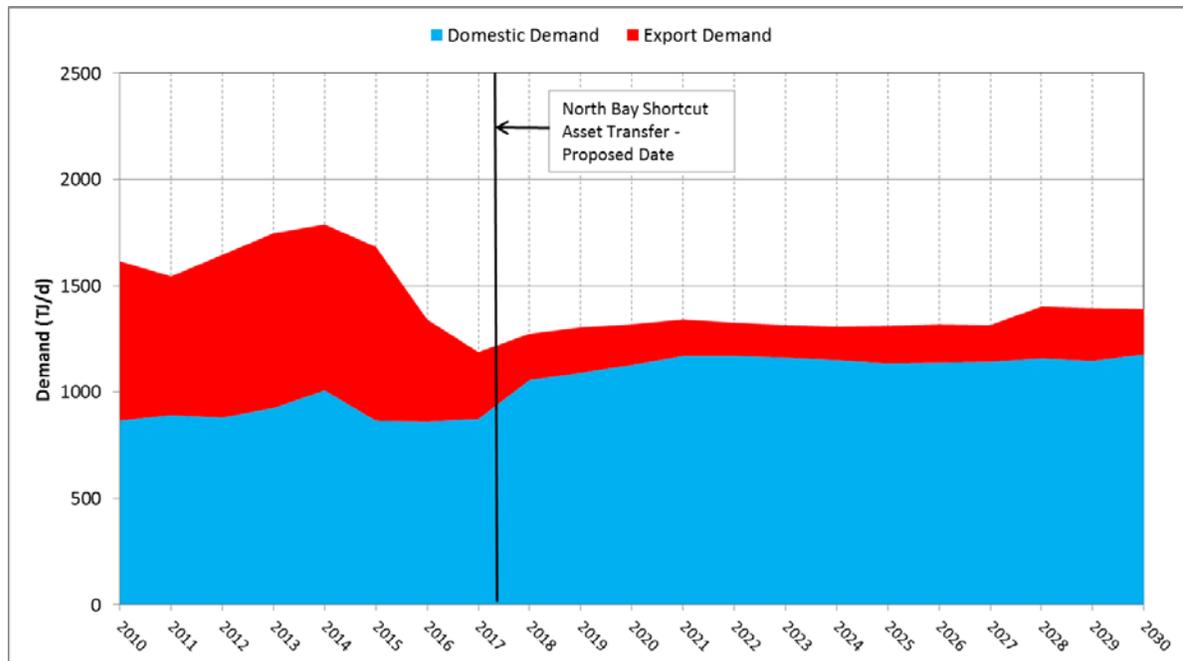


Figure 4-11 : Préviction de la demande moyenne – Zone touchée

4.3.6 Utilisation aux termes de contrats – Marchés intérieurs

En plus des développements de marché généraux touchant la canalisation principale, certaines autres observations peuvent être formulées au sujet des pratiques de passation de contrats des acheteurs de gaz nationaux dans la zone touchée et de leur capacité à gérer leurs besoins en approvisionnement. Elles sont décrites ci-dessous.

- *Les niveaux de contrats intérieurs dépassent la demande historique* – Les contrats de transport visant les livraisons intérieures dans la zone touchée totaliseront 1 836 TJ/j en date du 1^{er} novembre 2016. À titre de comparaison, les quantités déclarées de pointe au cours du plus récent hiver de 2013/2014 ont atteint 1 667 TJ/j le 2 janvier 2014, en pleine période de froid record dans l'est du Canada et des États-Unis.
- *Capacité à réorienter les contrats des marchés d'exportation* – Les marchés dans la zone touchée prennent couramment des livraisons d'approvisionnement en amont (intérieures) qui sont visées par des contrats pour les marchés d'exportation³.

³ Un exemple de cette approche est Enbridge Gas Distribution, qui détient deux contrats pour la livraison à Iroquois en son propre nom totalisant tout près de 67 TJ/j (un contrat de 40 TJ/j qui expire le 31 octobre 2017 et un contrat de 27 TJ/j qui expire le 31 octobre 2016). Dans ce cas, un acheteur de gaz intérieur a la possibilité de détourner l'approvisionnement pour le marché de l'exportation vers des marchés intérieurs. De plus, dans la mesure où des quantités en réception sont disponibles à Iroquois en vue d'accéder à l'approvisionnement par déplacement, les acheteurs

- *Charges intérieures historiques comparativement à la capacité postérieure à cession* – Tel qu'il est indiqué ci-dessus, TransCanada s'attend à ce que, à mesure que les livraisons (exportations) deviennent des réceptions (importations), la capacité dans la zone touchée deviendra de plus en plus disponible pour desservir les marchés intérieurs. La figure 4-12 ci-après présente une illustration de la façon dont les livraisons intérieures dans la zone touchée au cours des quatre dernières années se comparent à la capacité de transport disponible, compte non tenu des livraisons en vue d'exportation. La zone bleue dans la figure dénote des livraisons garanties à la zone touchée (la somme des livraisons aux termes de différents contrats de service garanti). La zone noire illustre les livraisons aux termes de contrats discrétionnaires. La ligne supérieure illustre la capacité systémique pour un service garanti dans la zone touchée avant la cession du raccourci de North Bay. La ligne inférieure illustre la capacité garantie après la cession d'actifs et l'ajout de la capacité aux termes du Projet du réseau principal de l'Est. La différence entre les livraisons intérieures de pointe maximales à la zone touchée et la capacité hivernale garantie après la cession de 2 546 TJ/j est d'environ 700 TJ/j, soit près de 40 % de plus que la demande de pointe historique.

De plus, comme il est indiqué à la figure 4-12, le marché dans la zone touchée est de plus en plus desservi aux termes de contrats de service garanti plutôt qu'aux termes de contrats interruptibles. À l'hiver 2013/2014, la zone noire (qui dénote une demande aux termes de contrats interruptibles) est pratiquement absente de la figure, contrairement aux trois hivers précédents. Cela démontre que le marché a changé sa pratique de passation de contrats et privilégie désormais des contrats mieux alignés à la façon dont TransCanada conçoit son réseau pipelinier (c'est-à-dire pour répondre à la demande aux termes de contrats garantis).

Bien que cette comparaison exclue la demande d'exportation et ne soit pas indicative des besoins totaux pour le réseau pipelinier dans la zone touchée pour la période de 2010 à 2014, TransCanada s'attend à ce que, à mesure que la demande d'exportation baisse de plus en plus selon ce qui est illustré à la figure 4-11, la capacité garantie disponible pour desservir la zone touchée s'alignera avec les données de la figure 4-12.

de gaz peuvent obtenir un approvisionnement en gaz à ce point d'exportation. Au cours des derniers mois, il est survenu certaines instances où les demandes de réception de gaz à Iroquois n'étaient pas arrivés à des demandes de livraison pour effectuer un échange, et n'ont donc pas pu être accommodées.

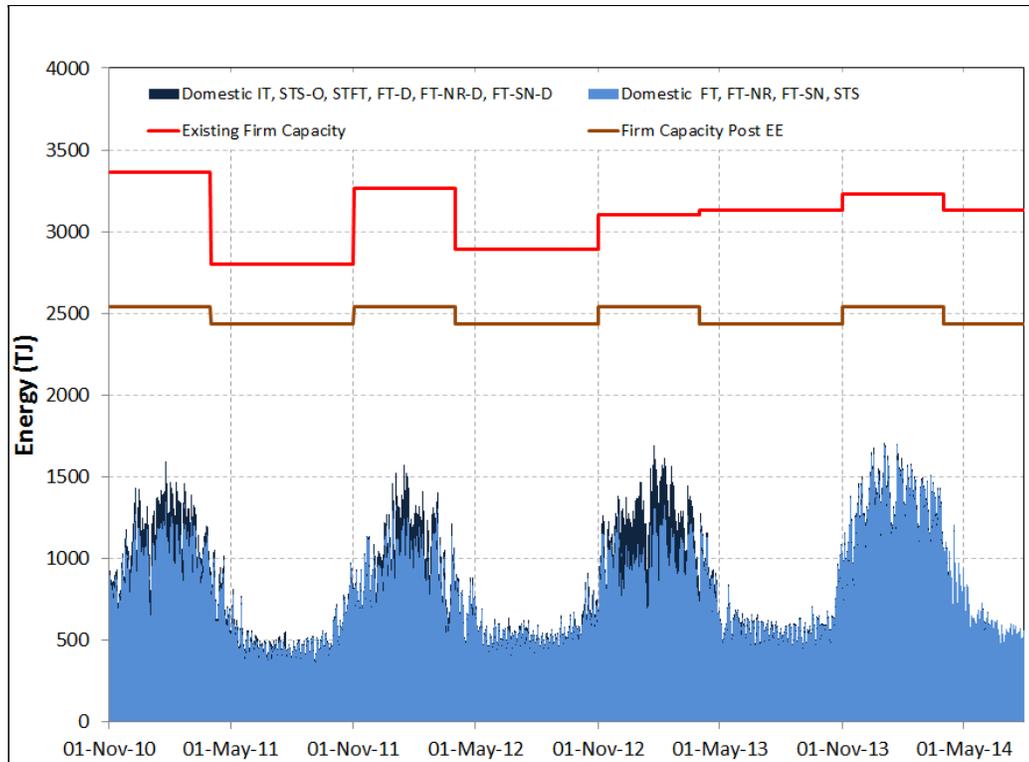


Figure 4-12 : Livraisons intérieures par rapport à la capacité vers la zone touchée

Une autre approche pour évaluer le caractère adéquat de la capacité théorique après la cession pour la zone touchée qui tient compte de la demande d'exportation consiste à comparer la somme de la demande de pointe historique, notée ci-dessus, aux niveaux prévus des contrats d'exportation garantis au moment de la cession du RNB (veuillez vous reporter au tableau 4-2). Le tableau 4-5 présente cette évaluation. La capacité théorique proposée de 2 546 TJ/j dépasse la somme de la demande ferme de pointe historique et le niveau contractuel d'exportation garanti de 133 TJ/j, soit 5,2 % de la capacité disponible. Ce calcul démontre que lorsqu'elle est comparée aux instances historiques de demande de pointe, la capacité théorique après la cession des actifs peut accommoder la croissance du marché dans la zone touchée.

Tableau 4-5 : Comparaison des besoins à l'égard de la capacité et de la demande – Zone touchée

Demande ferme	Quantité (TJ/j)
Demande intérieure déclarée de pointe en 2013/14 – Contrats garantis	1 667
Contrats d'exportation garantis en date de la cession d'actifs (31 mars 2017)	710
Demande totale	2 377

Demande ferme	Quantité (TJ/j)
Capacité ferme après la cession d'actifs et la mise en service du Projet du réseau principal de l'Est	2 546
Capacité restante	169

4.3.7 Solution sous forme d'installations proposées

Comme l'indique le texte qui précède, 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 supplémentaire de 575 TJ/j devrait être employée le long de la ligne de Montréal. On trouvera ci-après des renseignements complémentaires sur cette solution.

4.3.8 Projet du réseau principal de l'Est

La demande pour le Projet du réseau principal de l'Est sera déposée séparément et simultanément à la présente demande.

Le Projet du réseau principal de l'Est nécessite la construction d'environ 245 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.

Lorsque les nouveaux groupes compresseurs seront mis en service, TransCanada désactivera les groupes existants compresseurs centrifuges/alternatifs à l'électricité installés dans les années 1960 et 1970. La mise hors service de ces unités 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.

La figure 4-13 présente une illustration du Projet du réseau principal de l'Est.

4.3.9 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 répondre aux besoins en service garanti 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 permet d'aligner l'approvisionnement émergent 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 désactivation 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 : Conception du système, du présent volume.

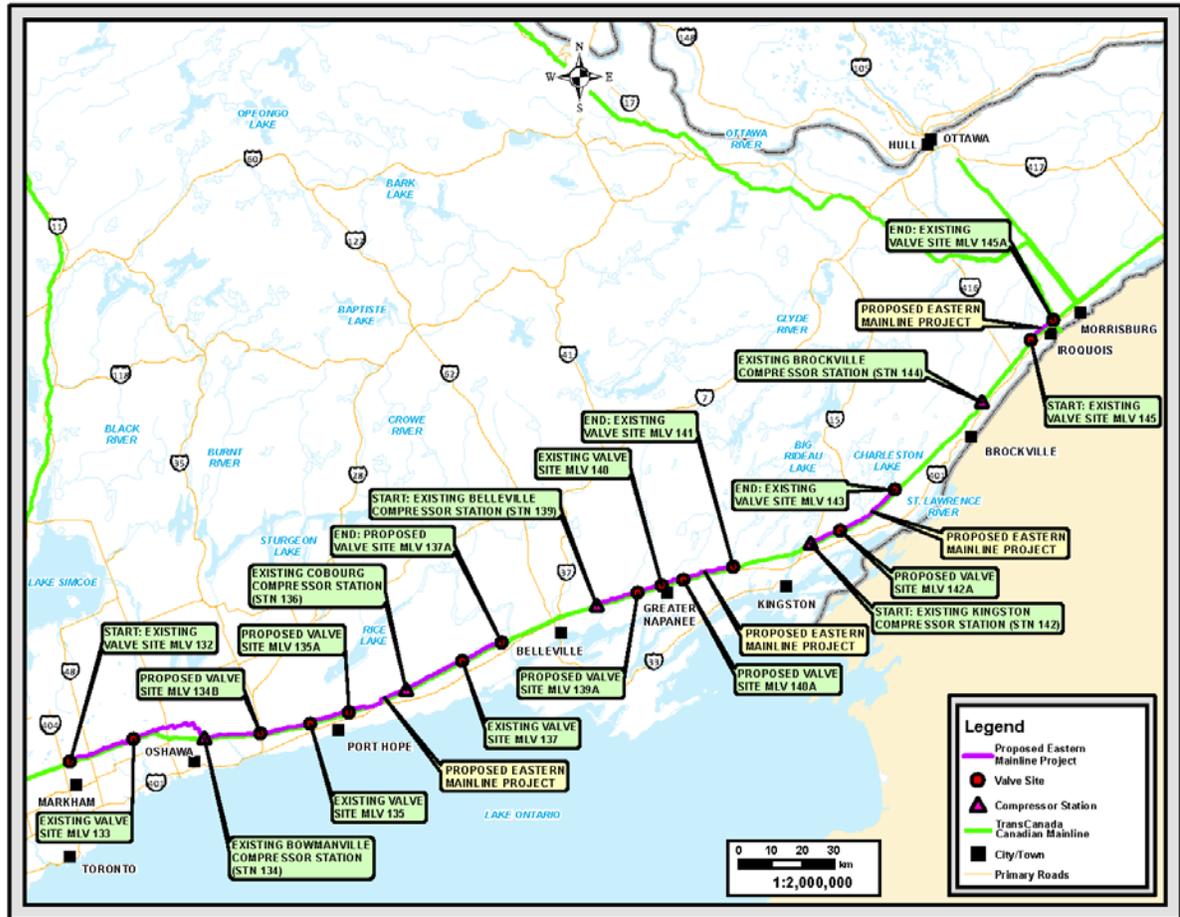


Figure 4-13 : Projet du réseau principal de l'Est

4.4 BASE DE TARIFICATION, BESOINS EN REVENUS ET DROITS

La cession d'actif et le Projet du réseau principal de l'Est auront une incidence sur la base de tarification, les besoins en revenus et 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 d'environ 23 M\$ (ou environ 0,5 %) de la base tarifaire, tel qu'indiqué dans les tableaux 4-6 et 4-7.

Tableau 4-6 : Incidence différentielle sur la base tarifaire de la canalisation principale

N° de ligne	Base tarifaire (M\$)	Cession d'actifs à Énergie Est	Ajout du Projet du réseau principal de l'Est	Mise hors service des groupes compresseurs ¹	Variation nette
1	Installation avant redressement	(3 167)	1 528	(33)	(1 672)
2	Dépréciation accumulée	2 158	–	47	2 205
3	Installation nette	(1 009)	1 528	14	533
4	Prime d'acquisition	(500)	–	–	(500)
5	Stockage du gaz en canalisation	(11)	1	–	(10)
6	Base tarifaire globale	(1 520)	1 529	14	23

Remarque :

1. Passation en charge ordinaire pour les compresseurs électriques – le coût de la mise hors service est débité de la dépréciation accumulée entraînant une augmentation de la base tarifaire.

Tableau 4-7 : Incidence différentielle sur la base tarifaire par tronçon de la canalisation principale

N° de ligne	Base tarifaire (M\$)	Prairies	Ligne du nord de l'Ontario	Triangle de l'Est	Incidence nette sur la base tarifaire
1	Cession d'actifs	(137)	(497)	(886) ¹	(1 520)
2	Projet du réseau principal de l'Est	–	–	1 529	1 529
3	Mise hors service des groupes compresseurs	–	–	14	14
4	Incidence sur la base tarifaire nette	(137)	(497)	657	23

Remarque :

1. Comprend la prime d'acquisition de 500 M\$

Malgré la modeste augmentation nette de la base tarifaire, l'incidence différentielle de la cession d'actifs et du PRPE sur les besoins en revenus représente une économie d'environ 1,3 G\$ pour la période se terminant en 2030. La diminution des besoins en revenus nets est principalement attribuable à la réduction des dépenses relatives à la dépréciation, à l'impôt sur le revenu, aux taxes foncières et aux frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, en plus de l'amortissement de la prime d'acquisition (voir le tableau 4-8).

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 900 M\$ pour la période se terminant en 2030, calculé selon la VAN. De ce

montant, le bénéfice net pour les expéditeurs du triangle de l'Est se chiffre à environ 500 M\$ pour la même période (voir les tableaux 4-15 et 4-19 pour les calculs relatifs aux bénéfices des expéditeurs de la canalisation principale et du triangle de l'Est, respectivement).

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 font l'objet d'une analyse détaillée dans les sections suivantes.

Tableau 4-8 : Incidence différentielle sur les besoins en revenus de la canalisation principale (2016-2030)

N° de ligne	Besoins en revenus (M\$)	Cession à Énergie Est	Projet du réseau principal de l'Est	Mise hors service des groupes compresseurs ¹	Montant net
1	Rendement de la base tarifaire	(848)	1 425	(6)	571
2	Dépréciation	(735)	457	(28)	(306)
3	Amortissement du gain au compte de cession d'actifs d'Énergie Est	(500)	0	0	(500)
4	Impôt sur le revenu	(323)	24	2	(297)
5	Taxes foncières	(700)	143	(4)	(561)
6	Exploitation, entretien et administration	(178)	34	0	(144)
7	Intégrité de la conduite	29	5	0	34
8	Coûts en électricité	0	0	(82)	(82)
9	Augmentation/ (Diminution) des besoins en revenus totaux	(3 255)	2 088	(118)	(1 285)

Remarque :

1. Les dépenses en immobilisation qui ont été évitées ont permis des réductions de coûts d'environ 40 M\$ au poste du rendement, de la dépréciation et de l'impôt sur le revenu.

4.4.1 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 1,0 G\$
- la construction du Projet du réseau principal de l'Est pour un montant approximatif de 1,5 G\$
- la mise hors service prévue de plusieurs groupes compresseurs le long de la ligne de Montréal

Un résumé de ces coûts est indiqué dans le tableau 4-9. Si moins d'installations sont nécessaires pour le triangle de l'Est, la réduction nette des besoins en revenus de la canalisation principale sera plus importante.

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'ajoutera la prime d'acquisition de 500 M\$.

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, TransCanada demande à ce que le gain de 500 M\$ soit comptabilisé dans un compte de report qui sera inclus en tant que réduction de la base tarifaire du triangle de l'Est et amorti jusqu'au 31 décembre 2030. L'attribution de la prime d'acquisition à la base tarifaire du triangle de l'Est offre des avantages qui aideront à compenser les coûts associés au Projet du réseau principal de l'Est. La valeur comptable brute, la dépréciation accumulée, la VCN, les produits de la vente et la prime d'acquisition sont présentés, pour chaque tronçon, dans le tableau 4-9.

Tableau 4-9 : Résumé de la cession d'actifs (M\$)

N° de ligne	Tronçon	Valeur comptable brute estimative	Dépréciation accumulée estimative	Valeur comptable nette estimative	Affectation de la prime d'acquisition ¹	Affectation du produit de la vente	Dates de cession prévues
1	Ligne des Prairies	311	(177)	134	0	134	31 mars 2016
2	Ligne du nord de l'Ontario	2 185	(1 694)	491	0	491	31 mars 2016
3	Triangle de l'Est	671	(287)	384	500	884	31 mars 2017
4	Total des actifs cédés	3 167	(2 158)	1 009	500	1 509	

Remarque :

1. TransCanada s'est engagée à affecter la prime d'acquisition au triangle de l'Est.

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

- les dépenses en immobilisation 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 raclage, 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 du RH-3-2011 actuellement approuvés, ainsi que les réformes, seront incluses dans la VCN finale.

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'environ 1,5 G\$ la base tarifaire de la canalisation principale. 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 désactivés. Les coûts associés à cette mise hors service entraîneront une légère augmentation 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. Ces changements à la base tarifaire sont détaillés dans le tableau 4-10.

Tableau 4-10 : Coût du Projet du réseau principal de l'Est

N° de ligne	Base tarifaire (M\$)	Projet du réseau principal de l'Est	Date proposée d'entrée en service
1	Conduite	1 136	Mars 2017
2	Compression	392	Mars 2017
3	Mise en pression des lignes	1	
4	Capital lié à la capacité totale du Projet du réseau principal de l'Est	1 529	
5	Mise hors service des groupes compresseurs	14	2017-2020
6	Total des ajouts à la base tarifaire	1 543	

4.4.1.3 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 23 M\$, comme il est indiqué au tableau 4-6.

Sur la base des tronçons individuels, la ligne des Prairies et la ligne du nord de l'Ontario verront leur base tarifaire respective réduite de 137 M\$ et 497 M\$. Toutefois, la base tarifaire du triangle de l'Est verra une augmentation nette de 657 M\$, puisque les coûts des ajouts du Projet du réseau principal de l'Est et les coûts de mise hors service des groupes compresseurs électriques sont plus importants que les réductions de 886 M\$ de sa base tarifaire, constituée de la VCN des actifs du triangle de l'Est et l'affectation de la prime d'acquisition de 500 M\$. L'incidence nette sur la base tarifaire par tronçon de la canalisation principale est illustrée au tableau 4-7.

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 réduction d'environ 1,3 G\$ des besoins en revenus de la canalisation principale

pour les années 2016 à 2030. La diminution est principalement attribuable à l'amortissement de la prime d'acquisition et aux réductions en matière de taxes foncières, de dépréciation, d'impôt sur le revenu et des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, compensées partiellement par l'augmentation du rendement sur la base tarifaire. Les autres avantages comprennent une diminution des coûts en électricité ainsi que d'autres réductions en termes de rendement, de dépréciation et d'impôt sur le revenu réalisées grâce à la diminution des dépenses en immobilisation découlant de la mise hors service des groupes compresseurs électriques de la ligne de Montréal. Les coûts réduits de cessation d'exploitation du pipeline, tels que présentés à la section 4.4.4, ont également des répercussions.

4.4.2.1 Incidence sur les besoins en revenus – Cession d'actifs

La cession d'actifs devrait entraîner une réduction approximative de 3,3 G\$ des besoins en revenus de la canalisation principale pour les années 2016 à 2030. Les principaux facteurs qui contribuent à cette réduction sont les suivants :

- Le gain réalisé sur la vente, de 500 M\$ au-dessus de la VCN, que procure la prime d'acquisition réduira les besoins en revenus de 500 M\$, en plus de l'avantage fiscal qui en résulte, le gain étant amorti 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 du gain. 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 d'importantes réductions au rendement de la base tarifaire et à l'impôt sur le revenu qui lui est associé.
- 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 seront réduits en raison du transfert de 3 000 kilomètres d'actifs pipeliniers en Saskatchewan, au Manitoba et en Ontario.

Une liste des hypothèses utilisées dans le calcul de l'incidence différentielle des besoins en revenus annuels qui découlent du transfert des installations à Énergie Est se trouve à l'appendice Vol 2-6. Les besoins en revenus annuels associés à la cession d'actifs pour les années 2016 à 2030 figurent au tableau 4-11.

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 de l'ajout des installations du Projet du réseau principal de l'Est et de la mise hors service des groupes compresseurs électriques, haussera d'environ 2,0 G\$ les besoins en revenus de la canalisation principale au cours de la période 2016 à 2030.

L'ajout des installations du Projet du réseau principal de l'Est d'environ 1,5 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. Une liste des hypothèses utilisées dans le calcul de l'incidence différentielle des besoins en revenus annuels qui découle des installations du Projet du réseau principal de l'Est se trouve à l'annexe Vol 2-6. 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 2016 à 2030 figurent au tableau 4-12.

4.4.2.3 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 2016 à 2030 correspond à une réduction d'environ 1,3 G\$, tel que résumé dans le tableau 4-8.

4.4.3 Incidence sur les droits

Dans le cadre de la demande d'approbation de l'entente de règlement pour la période de 2013 à 2030, qui fait l'objet de la demande RH-001-2014 de l'Office, TransCanada a proposé que les droits relatifs au service garanti soient fixés pour la période 2015-2020, sous réserve d'un examen et d'un ajustement possible pour la période 2018-2020. Ainsi, si la demande d'approbation de l'entente de règlement pour la période de 2013 à 2030 est approuvée, 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 2018.

Les droits sur la canalisation principale ont été traditionnellement établis au moyen d'une méthodologie liée au coût du service, dans laquelle le coût du service est affecté à divers services en fonction de la conception des droits applicables et des déterminants de facturation qui servent à calculer les droits. Les droits sur la canalisation principale ont toujours reflété cette méthodologie liée au coût du service. Cependant, il est arrivé à quelques reprises que l'on s'écarte de la méthodologie liée au coût du service fondamentale par la mise en place d'accords négociés, de programmes incitatifs et de droits établis afin de permettre le recouvrement, selon les prévisions et sur une période de plusieurs années, de besoins en revenus pluriannuels

(p. ex., ceux qui ont été établis par la décision RH-003-2011 et proposés par TransCanada pour 2015-2020 dans le cadre de la demande d'approbation de l'entente de règlement pour la période de 2013 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. Par conséquent, 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 également en évidence l'incidence anticipée sur les droits applicables à la canalisation principale. Le tableau 4-11 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 4-12 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 4.7.

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 2014⁴. 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 367 M\$, ou 15,4 %, des 2,38 G\$ de CECE initialement approuvés (voir le tableau 4-13).

⁴ MH-001-2012 Motifs de décision, Coûts estimatifs de la cessation d'exploitation révisés, 6 mai 2014.

Tableau 4-11 : Besoins en revenus différentiels – Cession d'actifs

N° de ligne	Élément de coût (M\$)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
1	Rendement sur la base tarifaire	(42)	(105)	(104)	(93)	(80)	(62)	(56)	(52)	(49)	(45)	(42)	(37)	(32)	(28)	(24)	(848)
2	Dépréciation	(82)	(108)	(110)	(110)	(110)	(61)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(735)
3	Amortissement du gain	–	(30)	(36)	(36)	(36)	(36)	(36)	(36)	(36)	(36)	(36)	(36)	(36)	(36)	(42)	(500)
4	Impôt sur le revenu	(26)	(41)	(45)	(44)	(43)	(26)	(10)	(10)	(11)	(11)	(11)	(11)	(11)	(11)	(12)	(323)
5	Taxes foncières	(21)	(37)	(41)	(42)	(44)	(45)	(46)	(48)	(49)	(51)	(52)	(54)	(55)	(57)	(59)	(700)
6	Exploitation, entretien et administration	(7)	(10)	(11)	(11)	(11)	(12)	(12)	(12)	(12)	(13)	(13)	(13)	(13)	(14)	(14)	(178)
7	Intégrité de la conduite	(7)	1	3	0	4	3	0	0	2	4	4	4	5	4	2	29
8	Total de l'incidence sur les besoins en revenus	(184)	(331)	(344)	(337)	(320)	(237)	(177)	(175)	(171)	(168)	(167)	(163)	(159)	(158)	(165)	(3 255)

Tableau 4-12 : Besoins en revenus différentiels – Projet du réseau principal de l'Est

N° de ligne	Élément de coût (M\$)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
1	Rendement sur la base tarifaire	107	124	123	120	105	101	100	98	97	97	92	88	85	82	1 419
2	Dépréciation	27	32	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	429
3	Impôt sur le revenu	2	(16)	(12)	(7)	(4)	(1)	2	4	6	8	9	11	12	13	26
4	Taxes foncières	6	9	9	9	9	10	10	10	11	11	11	11	12	12	139
5	Exploitation, entretien et administration	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	34
6	Intégrité du pipeline	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	3	1	1	1	5
7	Coûts en électricité	(4)	(4)	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	(82)
8	Total de l'incidence sur les besoins en revenus	139	146	149	149	138	138	138	140	140	142	143	138	136	135	1 970

Tableau 4-13 : Canalisation principale de TransCanada – Incidence sur les fonds relatifs à la cessation d'exploitation du pipeline

(M\$)	Coûts estimatifs de la cessation d'exploitation (CECE)	Contribution annuelle (CA)
Cession d'actifs	(423 \$)	(23 \$)
Projet du réseau principal de l'Est	56 \$	3 \$
Coût différentiel	(367 \$)	(20 \$)
Différence en %	(15,4 %)	(15,4 %)

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.

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 2016 à 2030 (voir la section 5 : 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.

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 2016 avant de se stabiliser ou décroître jusqu'en 2030. Pour le triangle de l'Est, la consommation devrait aussi être plus élevée en 2016, pour ensuite se stabiliser jusqu'en 2030.

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 4-14.

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 121 M\$ pour la période 2016 à 2030.

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 4-14 : Prévisions relatives au combustible supplémentaire pour 2016 à 2030

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)
2016	0,3	10,1	5,8
2017	0,1	4,7	3,3
2018	0,1	4,6	3,4
2019	0,1	4,6	3,6
2020	0,1	4,3	3,6
2021	0,1	4,2	3,6
2022	0,1	4,0	3,6
2023	0,1	3,5	3,7
2024	0,1	3,1	3,7
2025	0,1	2,5	3,7
2026	0,1	2,4	3,7
2027	0,1	2,4	3,7
2028	0,1	2,3	3,7
2029	0,1	2,3	3,7
2030	0,1	2,0	3,7

4.5 INCIDENCE SUR LE SERVICE

TransCanada construit des installations qui permettent de répondre aux besoins en service garanti, 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 répondre aux besoins en service garanti 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 4.2.1.

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 obligations contractuelles garanties. Une partie de la capacité pourra toujours être mise en marché en tant que service facultatif à court terme en raison d'une capacité disponible en raison de conditions ambiantes, d'une capacité conçue pour la perte d'unités critiques ou d'une capacité résultant d'obligations de service garanti non utilisée globale.

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, 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.

4.7 AVANTAGES ÉCONOMIQUES POUR LES UTILISATEURS DE LA CANALISATION PRINCIPALE

En plus d'importants avantages d'intérêt public, la cession d'actif entraînera des avantages économiques pour les expéditeurs de la canalisation principale. TransCanada a évalué, sur une période de 15 ans (2016-2030), 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 4.3.8, afin de déterminer l'incidence économique globale sur la canalisation

principale. Le tableau 4-15 présente un résumé de ces répercussions. Les résultats, en fonction de la VAN, montrent une réduction de 906 M\$ des besoins en revenus ainsi qu'une réduction des coûts de cessation d'exploitation du pipeline de l'ordre de 162 M\$. Ces réductions sont légèrement compensées par une augmentation de 121 M\$ des coûts de combustible, toujours en fonction de la VAN. Le résultat net se veut un avantage économique pour la canalisation principale de 946 M\$ (en fonction de la VAN).

En comparaison des besoins en revenus de la totalité du réseau de la canalisation principale, la réduction des besoins en revenus annuels qui découle de la cession d'actifs est d'environ 6 % en moyenne pour cette période (tel que présenté au tableau 4-16). Puisque les contrats et les déterminants de facturation ne devraient pas, règle générale, être influencés par la cession d'actifs, une réduction moyenne semblable des droits sur la canalisation principale devrait se produire au cours de cette même période.

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 4-17). 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 37 % en moyenne pour cette période (tel que présenté au tableau 4-18). 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 avantages globaux de la cession d'actifs pour les expéditeurs de la canalisation principale augmenteraient si la portée des installations du Projet du réseau principal de l'Est était réduite. Par exemple, si la portée du Projet du réseau principal de l'Est était réduite à un objectif de 475 TJ/j (au lieu de 575 TJ/j), les dépenses en immobilisation du projet seraient réduites d'environ 320 M\$ (y compris une provision pour fonds utilisés durant la construction) et l'avantage économique global pour la canalisation principale passerait alors, en fonction de la VAN, à plus de 1 100 M\$.

Les expéditeurs du triangle de l'Est tireront également un avantage global de la cession d'actifs. Le tableau 4-19 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 484 M\$ des besoins en revenus ainsi qu'une réduction de 77 M\$ des coûts de cessation d'exploitation du pipeline. Ces réductions sont légèrement compensées par une augmentation des coûts en combustible de 58 M\$, en

fonction de la VAN. Le résultat net se veut un avantage économique global pour les expéditeurs du triangle de l'Est de 503 M\$ (en fonction de la VAN).

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 modeste de la base tarifaire nette de la canalisation principale associée à la cession d'actifs et au Projet du réseau principal de l'Est, des économies, légèrement compensées 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 de la VAN de plus de 900 M\$ pour les expéditeurs de la canalisation principale dans leur ensemble et d'environ 500 M\$ pour les expéditeurs du triangle de l'Est plus particulièrement.

Tableau 4-15: Incidence économique à l'égard de la canalisation principale

N° de ligne	Élément (M\$)	VAN	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Incidence sur les besoins en revenus																	
1	Rendement		(42)	2	20	30	40	43	46	47	50	52	55	55	56	57	59
2	Dépréciation et amortissement		(82)	(111)	(114)	(114)	(115)	(66)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(28)
3	Impôt sur le revenu		(26)	(39)	(62)	(56)	(51)	(29)	(11)	(9)	(6)	(5)	(3)	(1)	0	1	0
4	Taxes municipales		(21)	(31)	(33)	(34)	(35)	(36)	(37)	(38)	(39)	(40)	(41)	(42)	(44)	(45)	(46)
5	Exploitation, entretien et administration		(7)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(11)	(11)	(11)
6	Coûts en électricité et taxe sur les combustibles		–	(4)	(4)	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)
7	Coûts d'intégrité du pipeline		(7)	1	3	(0)	4	3	0	0	2	4	4	7	6	4	3
8	Incidence totale sur les besoins en revenus		(184)	(191)	(198)	(188)	(171)	(99)	(39)	(37)	(32)	(27)	(24)	(21)	(21)	(22)	(30)
9	VAN des besoins en revenus	(906)															
Incidence sur les coûts de cessation d'exploitation du pipeline																	
10	Contribution annuelle		(15)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)
11	VAN des coûts de cessation d'exploitation du pipeline	(162)															
Incidence à l'égard du combustible																	
12	Combustible supplémentaire (TJ)		2 854	2 659	2 943	3 035	2 932	2 902	2 832	2 651	2 508	2 290	2 258	2 263	2 230	2 234	2 128
13	Prix du combustible chez Empress (\$/GJ)		4,13	4,43	4,73	5,08	5,43	5,53	5,64	5,75	5,86	5,97	6,09	6,21	6,33	6,45	6,58
14	Prix du combustible chez Dawn (\$/GJ)		4,59	4,88	5,23	5,65	6,04	6,16	6,29	6,41	6,54	6,67	6,81	6,94	7,08	7,22	7,37
15	Coûts en combustible (M\$)		12	12	14	16	16	17	16	16	15	14	14	15	15	15	14
16	VAN des coûts en gaz	121															
17	Coût / (bénéfice) net global		(187)	(199)	(204)	(192)	(175)	(103)	(43)	(41)	(37)	(33)	(30)	(27)	(26)	(27)	(36)
18	Coût / (bénéfice) VAN net	(946)															

Tableau 4-16 : Ratio de l'incidence sur les besoins en revenus par rapport au total des besoins en revenus annuels

N° de ligne	Élément (M\$)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Moy 2016-2030
1	Incidence sur les besoins en revenus	(184)	(191)	(198)	(188)	(171)	(99)	(39)	(37)	(32)	(27)	(24)	(21)	(21)	(22)	(30)	(86)
2	Total des besoins en revenus annuels	1 608	1 605	1 578	1 556	1 532	1 428	1 201	1 203	1 206	1 210	1 213	1 207	1 201	1 195	1 196	1 343
3	% de l'incidence	-11 %	-12 %	-13 %	-12 %	-11 %	-7 %	-3 %	-3 %	-3 %	-2 %	-2 %	-2 %	-2 %	-2 %	-3 %	-6 %

Tableau 4-17 : Ratio de l'incidence sur les coûts de cessation d'exploitation du pipeline par rapport au total des coûts de cessation d'exploitation annuels

N° de ligne	Élément (M\$)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Moy 2016-2030
1	Incidence du CA sur les coûts de cessation d'exploitation du pipeline	(15)	(20)	(20)	(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	130	130
3	% de l'incidence	-11 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %	-15 %

Tableau 4-18 : Ratio de l'incidence à l'égard du combustible par rapport au total des besoins annuels en combustible

N° de ligne	Élément (TJ)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Moy 2016-2030
1	Incidence sur le combustible	2 854	2 659	2 943	3 035	2 932	2 902	2 832	2 651	2 508	2 290	2 258	2 263	2 230	2 234	2 128	2 581
2	Total des besoins annuels en combustible	11 469	7 354	6 764	6 889	6 859	6 875	7 127	7 349	6 988	6 496	6 505	6 554	6 487	6 470	6 171	7 091
3	% de l'incidence	25 %	36 %	44 %	44 %	43 %	42 %	40 %	36 %	36 %	35 %	35 %	35 %	34 %	35 %	34 %	37 %

Tableau 4-19 : Incidence économique sur la canalisation principale pour les expéditeurs du triangle de l'Est

N° de ligne	Élément (M\$)	VAN	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Incidence sur les besoins en revenus																	
1	Rendement		(33)	10	27	36	44	53	54	55	57	59	61	61	62	62	63
2	Dépréciation et amortissement		(66)	(91)	(94)	(95)	(95)	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)	(22)
3	Impôt sur le revenu		(21)	(33)	(56)	(50)	(45)	(18)	(15)	(12)	(10)	(8)	(6)	(4)	(3)	(1)	(2)
4	Taxes municipales		(17)	(25)	(27)	(27)	(28)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(4)	(4)
5	Exploitation, entretien et administration		(5)	(7)	(7)	(7)	(7)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	Coûts en électricité et taxe sur les combustibles		–	(4)	(4)	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)
7	Coûts d'intégrité du pipeline		(5)	0	2	(0)	3	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	–	–	–	–
8	Incidence totale sur les besoins en revenus		(147)	(149)	(158)	(149)	(135)	10	13	17	21	25	30	32	33	35	30
9	VAN des besoins en revenus	(484)															
Incidence sur les coûts de cessation d'exploitation du pipeline																	
10	Contribution annuelle		(6)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)
11	VAN des coûts de cessation d'exploitation du pipeline	(77)															
Incidence sur le combustible																	
12	Combustible supplémentaire (TJ)		1 112	1 289	1 429	1 468	1 418	1 403	1 370	1 282	1 213	1 108	1 092	1 094	1 079	1 081	1 029
13	Prix du combustible chez Empress (\$/GJ)		4,13	4,43	4,73	5,08	5,43	5,53	5,64	5,75	5,86	5,97	6,09	6,21	6,33	6,45	6,58
14	Prix du combustible chez Dawn (\$/GJ)		4,59	4,88	5,23	5,65	6,04	6,16	6,29	6,41	6,54	6,67	6,81	6,94	7,08	7,22	7,37
15	Coûts en combustible (millions \$)		5	6	7	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7
16	VAN des coûts en combustible	58															
17	Coût / (bénéfice) net global		(149)	(153)	(161)	(151)	(136)	8	12	15	19	22	27	29	31	33	27
18	Coût / (bénéfice) VAN net	(503)															

5.0 PRÉVISIONS DE L'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL, DES MARCHÉS DU GAZ, ET DU DÉBIT

La présente section donne un aperçu de l'approvisionnement en gaz disponible pour le triangle de l'Est et des zones gazières émergentes ayant une incidence sur la dynamique de l'offre et de la demande dans l'est du Canada et le nord-est des États-Unis. Un aperçu des marchés du gaz qui seront desservis par le Projet du réseau principal de l'Est (« PRPE ») et des prévisions du débit de la canalisation principale sont également fournis.

5.1 APERÇU DE L'APPROVISIONNEMENT

Les zones de gaz de schiste Marcellus et Utica, dans le nord-est des États-Unis, et le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) devraient faire partie des principales sources d'approvisionnement en gaz pour le triangle de l'Est.

Le BSOC est traditionnellement une importante source d'approvisionnement pour les marchés de l'est du Canada. L'émergence d'un nouvel approvisionnement abondant provenant des zones de gaz de schiste Marcellus et Utica, dans le nord-est des États-Unis, a considérablement modifié la circulation historique du gaz établie au fil des décennies. L'approvisionnement en gaz dans le nord-est des États-Unis, région qui constitue traditionnellement un marché clé pour TransCanada, a connu une forte croissance et, en plus de répondre à la demande locale, a remplacé et devrait continuer à remplacer les importations de gaz provenant de régions comme la côte du golfe du Mexique et le BSOC en raison des bénéfices économiques associés à son développement vigoureux et des avantages liés à sa proximité géographique. Le PRPE offre au marché de l'est du Canada des options qui permettront d'accéder à l'approvisionnement en gaz le plus concurrentiel, tant à partir des sources d'approvisionnement de plus en plus abondantes du BSOC que du nord-est des États-Unis. L'approvisionnement en gaz provenant du BSOC ou des zones de gaz de schiste Marcellus et Utica repose sur des ressources de longue durée.

5.1.1 Production de gaz naturel en Amérique du Nord

La dynamique traditionnelle de l'offre et de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord a évolué en raison de l'application à grande échelle de technologies de forage horizontal et de fracturation hydraulique novatrices. Les nouvelles technologies de forage et de complétion, qui ont d'abord été utilisées dans la zone de gaz de schiste Barnett, ont permis à l'industrie de délaisser le forage de gisements ou de trappes d'hydrocarbures classiques, dont la prospection devenait de plus en plus difficile et coûteuse. L'industrie met maintenant l'accent sur l'exploitation de formations qui renferment de grandes quantités de gaz, sous forme de gisements continus de gaz de schiste non classique, et de formations de gaz étanches en

Amérique du Nord. Les zones de gaz de schiste actuelles et potentielles en Amérique du Nord sont illustrées à la figure 5-1.

Les coûts du forage horizontal et de la fracturation en plusieurs étapes étaient initialement très élevés. Toutefois, les coûts d'approvisionnement ont diminué graduellement grâce à la mise en œuvre du forage sur socle, d'appareils de forage adaptés et d'équipement de complétion, conjuguée à des méthodes de développement fondées sur les principes de la production en série et à des économies d'échelle. L'industrie pétrolière et gazière en Amérique du Nord a récemment mis l'accent sur la mise en valeur de gaz riche en liquide contenu dans des formations gazifère à très faible perméabilité qui, en raison de l'absence de moyens techniques, ne pouvaient pas être exploitées il y a quelques années. En outre, l'exploitation de gisements de pétrole étanches, comme Bakken et Eagle Ford, a ajouté d'importantes quantités de gaz dissous à l'approvisionnement global.



Figure 5-1 : Zones de gaz de schistes en Amérique du Nord

Ces activités ont créé à l'échelle de l'Amérique du Nord un surplus de gaz en quête de débouchés. Les mouvements traditionnels entre les sources d'approvisionnement

et les marchés ont été perturbés. L'augmentation de l'approvisionnement en Amérique du Nord a été tellement prononcée que de nombreux projets d'exportation de gaz naturel liquéfié (GNL), tant des projets de conversion sur la côte du golfe du Mexique que des projets entièrement nouveaux sur la côte de la Colombie-Britannique, ont été proposés dans l'espoir de desservir de nouveaux marchés plus lucratifs, particulièrement en Asie.

5.1.2 Production potentielle aux États-Unis

Le gaz naturel connaît une renaissance aux États-Unis grâce au forage horizontal à long déport et à la fracturation hydraulique en plusieurs étapes. Les estimations des ressources de gaz de schiste ont continué d'augmenter en parallèle avec les prévisions de croissance de la production. Depuis 2004, les estimations bisannuelles des ressources potentielles aux États-Unis du Potential Gas Committee ont augmenté considérablement, presque exclusivement en raison des estimations tenant compte des zones de gaz de schiste. La plus récente de ces estimations établit les ressources récupérables potentielles aux États-Unis (figure 5-2) à environ $67,53 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ($2\,384 \text{ Tpi}^3$), soit plus du double des estimations de 2004. La quasi-totalité des gains peuvent être attribuée à l'augmentation de la quantité de gaz de schiste dans la région de l'Atlantique, qui s'explique surtout par la croissance dans les zones Marcellus et Utica (figure 5-3).

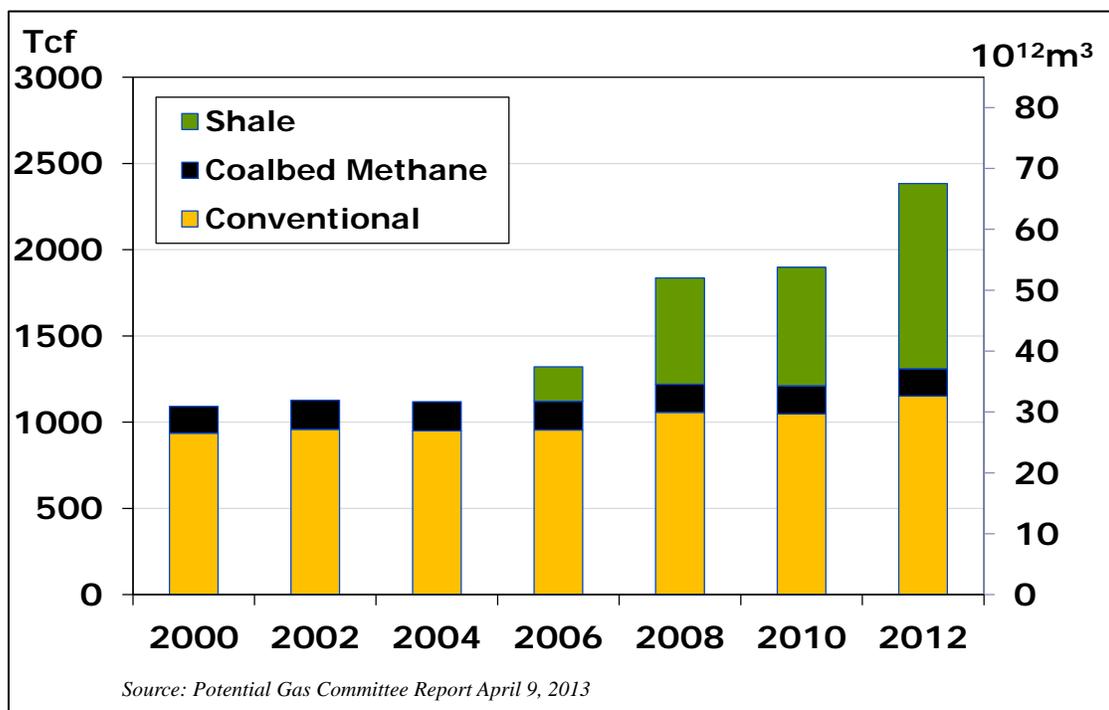
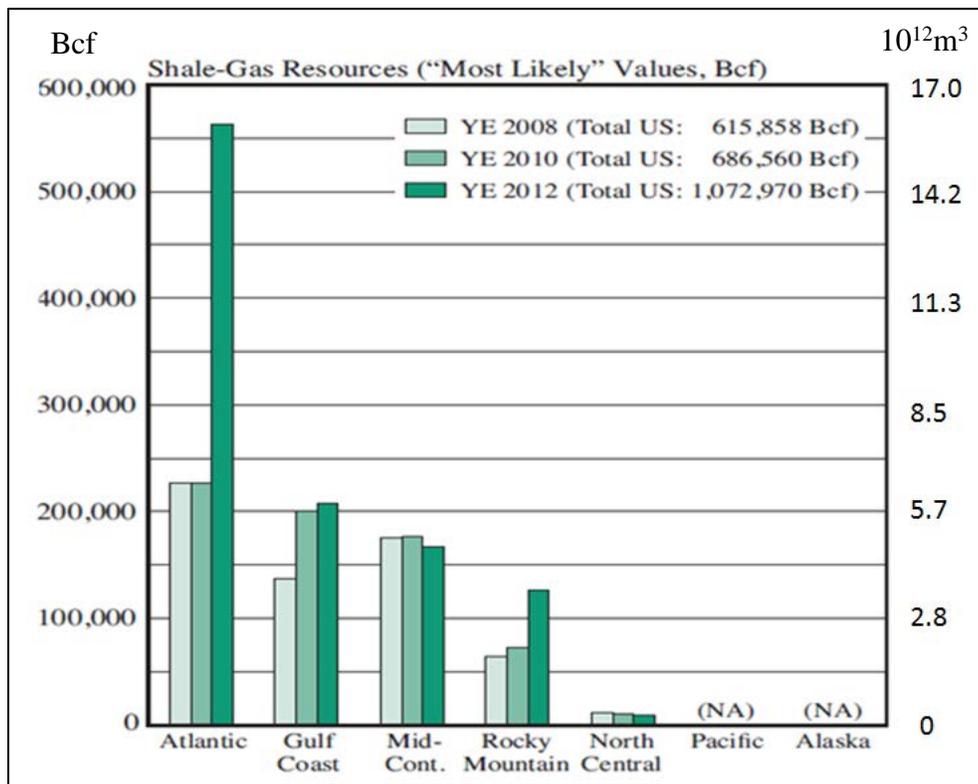


Figure 5-2 : Ressources potentielles aux États-Unis

Les États-Unis, dont la production de gaz s'établit actuellement à environ $1,81 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{j}$ ($64 \text{ Gpi}^3/\text{j}$), soit environ 77 % de la production nord-américaine totale, devraient accroître leur production à quelque $2,27 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{j}$ ($80 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) d'ici 2020. La croissance de l'approvisionnement est attribuable principalement à la production de gaz de schiste, qui est passée de moins de $57 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($2 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2005 à $736 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($26 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) actuellement et devrait atteindre $1\,275 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($45 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) d'ici 2020. Le bassin sédimentaire des Appalaches, dans le nord-est des États-Unis, qui renferme les zones de gaz de schiste Marcellus et Utica, a généré la quasi-totalité de cette augmentation. La production dans la zone Marcellus, qui était pratiquement inexistante, a atteint $283 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($10 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en six ans. La production dans la zone Utica ne fait que commencer et devrait également augmenter au cours des prochaines années. La zone Marcellus a connu croissance rapide et imprévue, de sorte que la production de cette zone sature maintenant le marché du nord-est des États-Unis. Les répercussions de l'approvisionnement provenant de la zone Marcellus se font également sentir dans l'est du Canada, puisque le gaz de la zone Marcellus est distribué vers le nord jusqu'aux marchés du sud de l'Ontario et du Québec.



Source : rapport du Potential Gas Committee, avril 2013

Figure 5-3 : Ressources de gaz de schiste potentielles par région

Zone de gaz de schiste Marcellus

La zone de gaz de schiste Marcellus (figure 5-4) fait partie des plus importantes zones de gaz naturel du monde selon la superficie, la quantité de ressources et la production. Elle est située à proximité des marchés canadiens du gaz clés que sont le sud de l'Ontario et le Québec. La zone Marcellus est une zone de gaz de schiste du Dévonien couvrant quelque 12,1 millions d'hectares (30 millions d'acres) dans quatre États, soit la Pennsylvanie, l'Ohio, New York et la Virginie-Occidentale, à des profondeurs allant de 1 219 m à 2 591 m (4 000 à 8 500 pieds). En 2012, l'Energy Information Agency (EIA) a évalué les ressources récupérables potentielles de la zone à $3,99 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ (141 Tpi³).

Le centre de la zone semble être situé dans les comtés de Washington et d'Allegheny, près de la ville de Pittsburgh. La production de la zone Marcellus devrait augmenter considérablement d'ici 2025 (figure 5-5). La production de la zone Marcellus a affiché des taux de croissance stables malgré le fait que seulement la moitié des appareils de forage soit en exploitation par rapport à un sommet historique de 150 appareils. La hausse de la productivité par appareil de forage est attribuable au forage sur socle, qui permet de forer 10 à 12 puits par socle, et aux activités fondées sur les principes de la production en série. Le puits type est foré à une profondeur verticale de 1 829 m (6 000 pieds) et comporte une section horizontale de 1 524 m (5 000 pieds) forée au moyen de 22 étapes de fracturation. À la fin de 2013, 7 625 puits productifs avaient été forés dans la zone Marcellus.

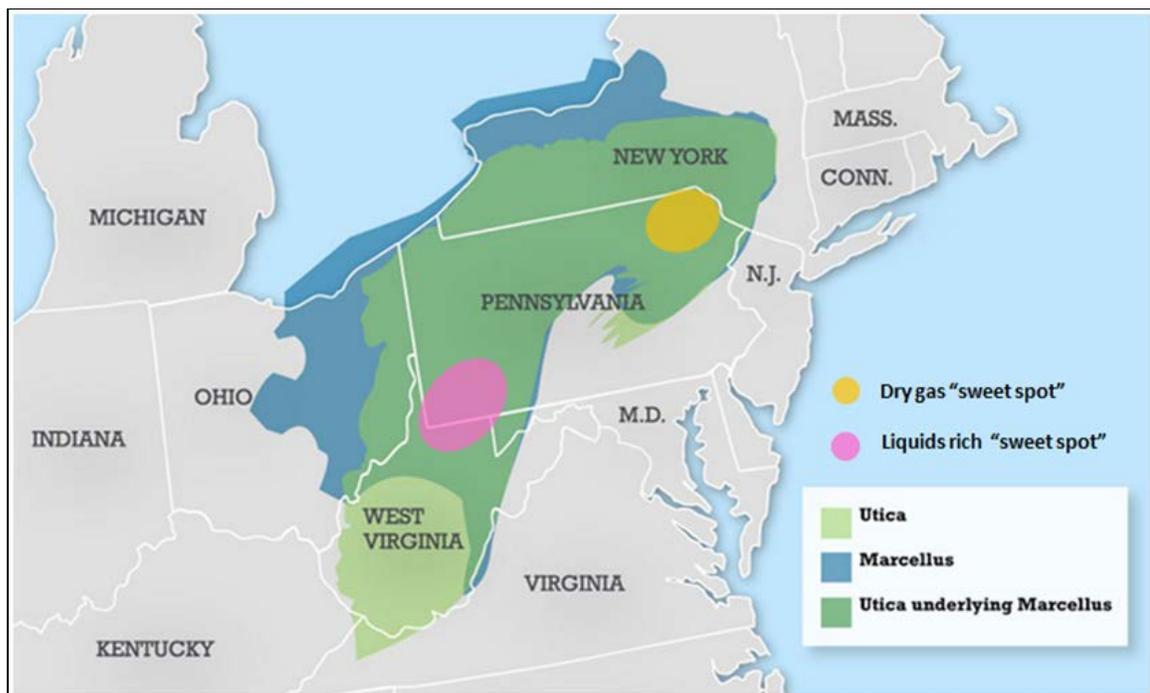
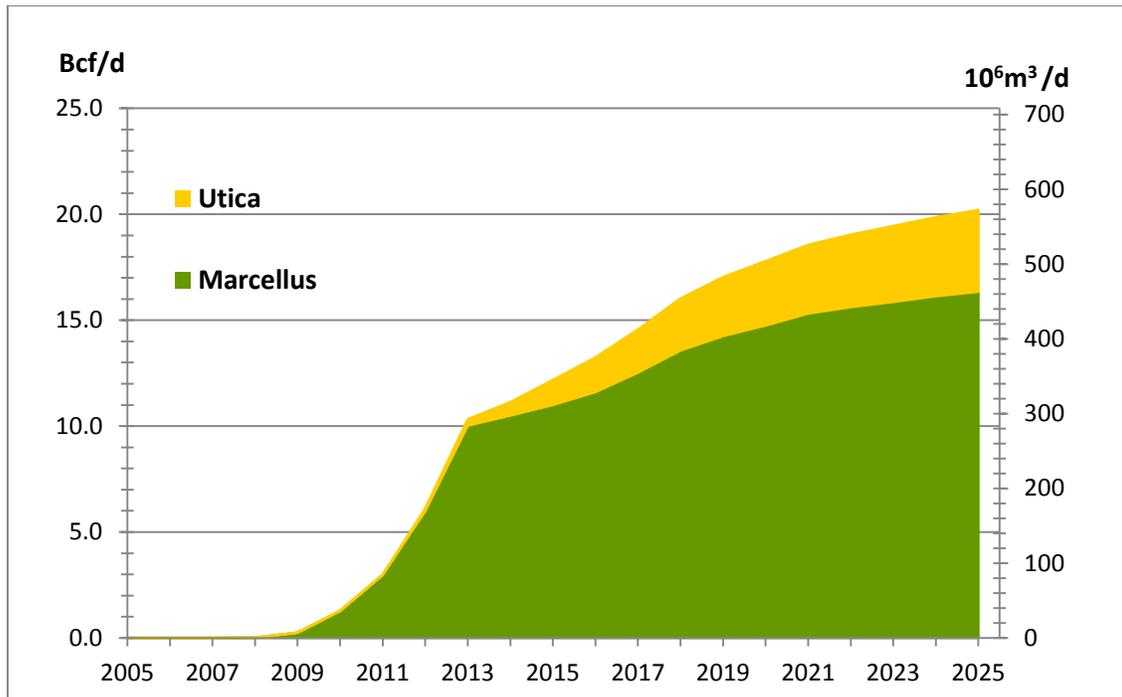


Figure 5-4 : Emplacement des zones Marcellus et Utica



(Source : TransCanada)

Figure 5-5 : Perspectives de la production des zones Marcellus et Utica

Zone de gaz de schiste Utica

La zone Utica est une zone de schiste noir de l'Ordovicien riche en matière organique d'une étendue aréale d'environ 6,1 millions d'hectares (15 millions d'acres) couvrant la Pennsylvanie, l'Ohio, la Virginie-Occidentale et l'État de New York. Son épaisseur atteint 213 m (700 pieds) dans le sud-ouest de la Pennsylvanie, mais elle est généralement de 46 à 91 m (150 à 300 pieds). Les activités de forage sont actuellement concentrées dans un secteur principal situé dans l'est de l'Ohio, le long de la zone de gaz humide.

La zone Utica est géologiquement antérieure à la zone Marcellus et, par conséquent, elle se situe à une position stratigraphique environ 457 à 610 m (1 500 à 2 000 pieds) plus profonde que cette dernière. Les deux zones se chevauchent en grande partie. Le développement de la zone Utica a commencé plusieurs années après celui de la zone Marcellus, et seulement quelque 200 puits productifs y avaient été forés à la fin de 2013. Les données sur les puits insuffisantes expliquent probablement l'estimation relativement peu élevée des ressources récupérables potentielles, soit $453 \times 10^9 \text{ m}^3$ (16 Tpi³), publiées par l'EIA en 2012. Cette estimation sera probablement rehaussée à mesure que d'autres puits seront forés et qu'une plus grande superficie aura été entièrement évaluée.

De 35 à 40 appareils de forage sont actuellement exploités sur la formation afin de repérer les meilleurs emplacements, puisque les résultats obtenus jusqu'à maintenant

n'ont pas été aussi reproductibles que ceux obtenus dans la zone Marcellus. La production s'établit présentement à environ $28,3 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($1 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) et devrait augmenter à mesure que l'industrie, en réaction à la hausse des prix du gaz, délaissera la zone riche en condensats pour exploiter des zones de gaz sec plus productives. Les activités de forage dans la zone Utica se déroulent à un rythme plus rapide que l'aménagement de l'infrastructure intermédiaire offrant une capacité de transport, mais cette situation devrait changer prochainement.

Autres ressources de gaz de schiste potentielles dans les Appalaches

Outre les zones Marcellus et Utica, le bassin sédimentaire des Appalaches renferme plusieurs autres zones de gaz de schiste qui n'ont pas encore été sondées ou qui ont fait l'objet d'activités d'exploration préliminaires. Ces schistes pourraient avoir une valeur commerciale dans l'avenir. Les schistes présentant un potentiel économique qui n'ont pas été sondés ou qui n'ont pas été entièrement évalués incluent la zone de schiste de l'Ohio et les zones Rhinestreet, Huron et Geneseo.

5.1.3 Approvisionnement en gaz au Canada

À l'instar des États-Unis, diverses zones de gaz de schistes susceptibles de fournir un approvisionnement ont été repérées au Canada, tant dans l'Est que dans l'Ouest.

Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

Dans le BSOC, on produit depuis longtemps du gaz à partir de réservoirs classiques exploités au moyen du forage vertical. Toutefois, au fil du temps, les découvertes de gaz classiques sont devenues de plus en plus rares, et les gisements découverts étaient de moindre envergure et plus coûteux à exploiter et offraient des taux de production initiaux moins élevés. La situation a toutefois changé rapidement avec l'avènement de la production du méthane de houille, qui a été suivie peu après par des développements clés dans les bassins de gaz de schiste Montney, Horn River, Cordova, Liard et Duvernay (figure 5-6).

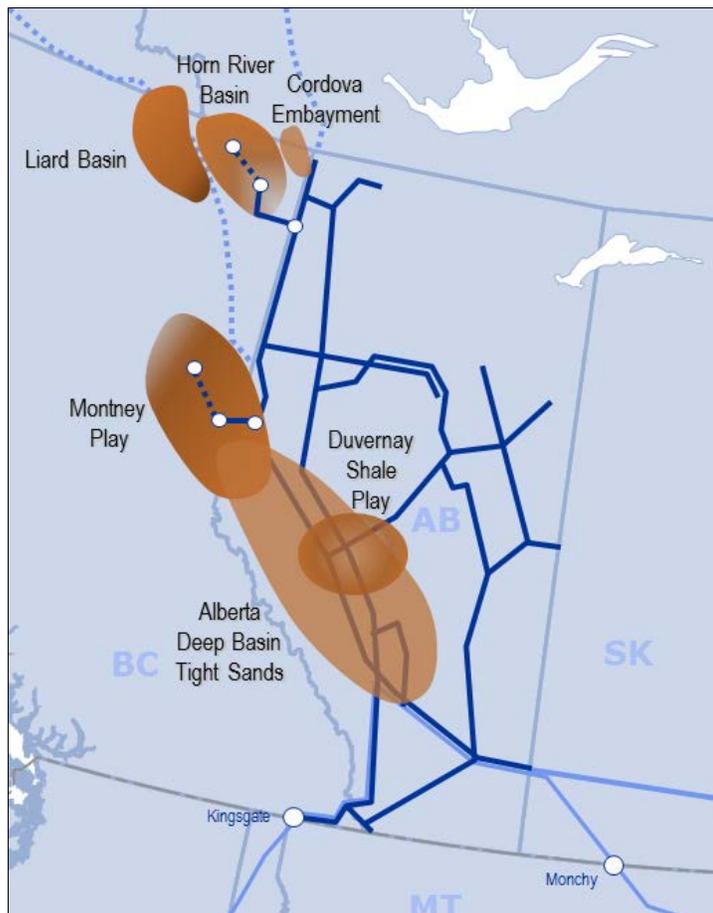


Figure 5-6 : Zones de gaz clés dans le BSOC

Le passage du forage vertical au forage horizontal, conjugué à la fracturation hydraulique, devrait permettre d'augmenter la production dans le BSOC. En moins de dix ans, le pourcentage de puits forés au moyen du forage horizontal est passé de 5 % à environ 75 %, et il devrait atteindre 90 % au cours des prochaines années. Même si le nombre de puits est passé de 16 000 à environ 2 000 (figure 5-7), la production du BSOC est demeurée stable grâce à l'adoption précoce et rapide des puits horizontaux à long déport et à l'utilisation du forage hydraulique à grande échelle.

En huit ans, l'estimation des ressources restantes techniquement récupérables dans le BSOC a quintuplé, passant de $4,8 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (172 Tpi³) en 2005 à $25,3 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (895 Tpi³) dans les 8 ans (figure 5-8). Cette augmentation s'est produite à la suite du forage horizontal de zones compactes non classiques. Les zones de gaz de schiste constituent de nouvelles sources d'approvisionnement considérables et représentent l'avenir de la production de gaz dans le BSOC, mais le gaz classique demeurera une source d'approvisionnement importante. Il reste environ $4,4 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (154 Tpi³) de ressource de gaz classique, contenu principalement dans des réservoirs de faible perméabilité situés dans le bassin profond et à proximité de l'infrastructure existante.

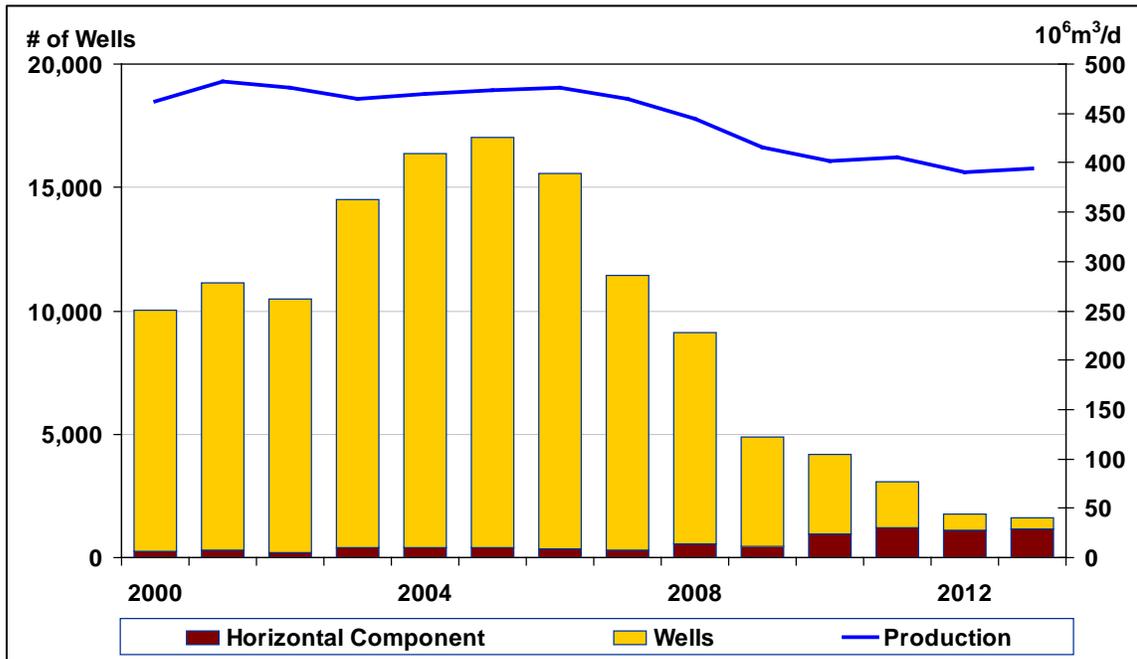
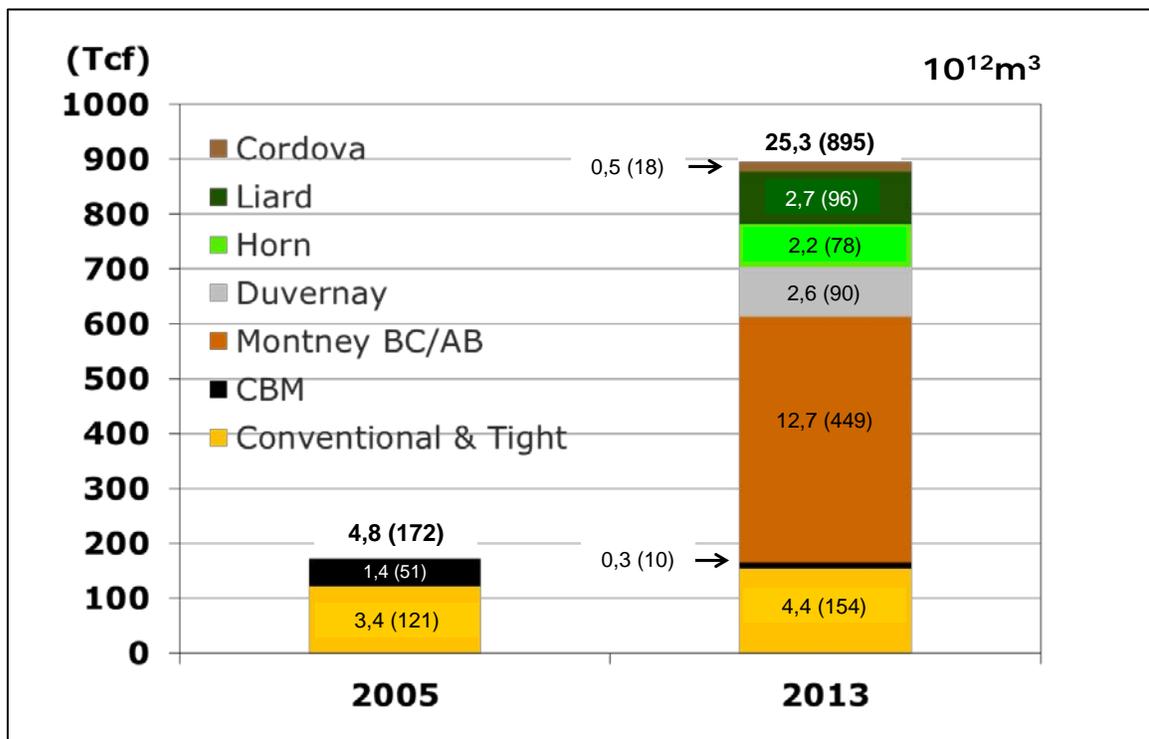


Figure 5-7 : Nombre de puits et production dans le BSOC



Source : TransCanada et organismes gouvernementaux divers

Figure 5-8 : Ressources récupérables restantes dans le BSOC

Le BSOC produit environ $396 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($14 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) (figure 5-9). Cette production devrait demeurer stable pendant plusieurs années et augmenter à compter de 2018. L'augmentation de la production sera stimulée par la demande pour les exportations de GNL à partir de Kitimat et de Prince-Rupert, sur la côte ouest de la Colombie-Britannique. L'approvisionnement provenant de sources de gaz classiques devrait diminuer graduellement à mesure que celui provenant de sources non classiques augmentera.

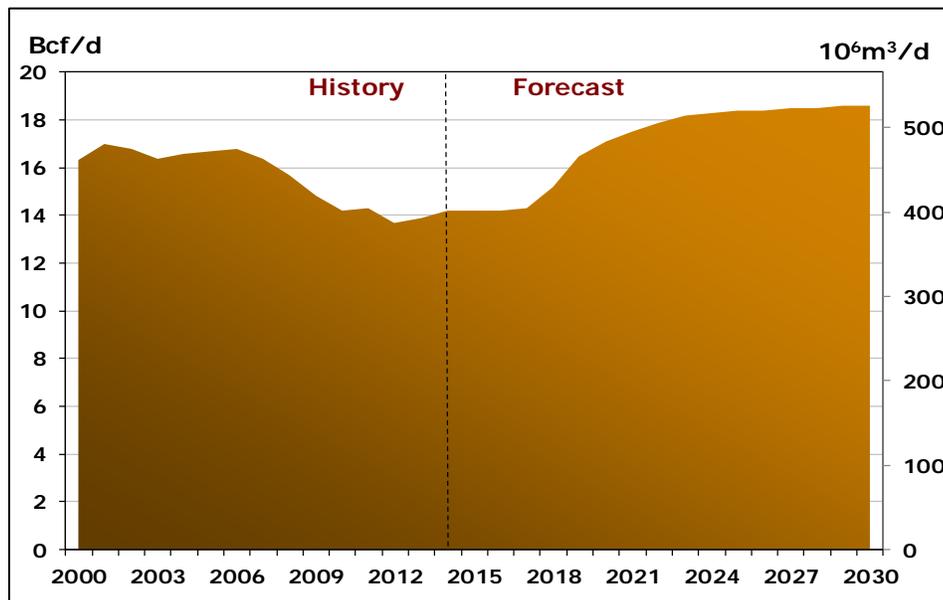


Figure 5-9 : Production du BSOC

Zone Montney

La zone Montney est la zone la plus active et la zone non classique la plus mature du BSOC. Elle constitue un des plus importants gisements de gaz naturel du monde, avec des ressources techniquement récupérables et commercialisables totales estimées à $12,72 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (449 Tpi^3). Souvent désignée comme une « zone de schiste », la zone Montney est en fait constituée de séquences superposées et interstratifiées de siltite, de grès et de schiste compacts.

Bassins de gaz de schiste Horn River, Cordova et Liard

Ensemble, ces trois bassins de gaz de schiste du Dévonien ont une superficie d'environ 4,9 millions d'hectares (12 millions acres) et renferment, selon les estimations, $5,44 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (192 Tpi^3) de gaz techniquement récupérable. Comparativement à la zone Montney, ces bassins de gaz de schiste ont connu un développement très lent, ce qui s'explique par leur éloignement et leur accès saisonnier et par le fait que leur gaz contient peu de liquides de gaz naturel et n'offre par conséquent aucun intérêt économique en sus du prix du gaz « sec ». À mesure que

des projets de GNL verront le jour et que les coûts de développement diminueront, la production de ces bassins devrait augmenter considérablement.

Duvernay

Souvent appelée l'« Eagle Ford » du Canada, la zone Duvernay, du Dévonien, fait partie des plus récentes et, possiblement, des plus importantes nouvelles sources d'approvisionnement découvertes dans le BSOC. Cette zone de schiste riche en matière organique a une superficie d'environ 10,1 millions d'hectares (25 millions d'acres) et est située à une profondeur de 2 500 à 4 000 m (8 202 à 13 123 pieds). Son épaisseur atteint 70 m (230 pieds). La quantité de gaz techniquement récupérable a été évaluée à $2,55 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ (90 Tpi³).

Basses-terres du Saint-Laurent

Dans l'avenir, une partie de la demande du marché desservi par le PRPE pourrait être comblée par la production de la zone de gaz de schiste Utica, située le long des basses-terres du Saint-Laurent, dans le sud du Québec, entre Québec et Montréal. La prospection du gaz de schiste le long de la zone Utica a commencé en 2006. Toutefois, en 2011, en réaction à l'opposition locale, le gouvernement du Québec a imposé un moratoire sur la fracturation hydraulique, ce qui a immédiatement mis fin aux activités d'exploration. Avant l'imposition de ce moratoire, seulement 19 puits verticaux et 11 puits horizontaux avaient été forés dans cette zone. Par conséquent, il n'existe pas suffisamment de données fiables pour évaluer le potentiel économique de cette zone. TransCanada est d'avis que si le moratoire était levé, la production de gaz de schiste pourrait débuter au plus tôt en 2016, à un taux initial de 142 à 170 $10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ (5 à 6 Mpi³/j), et atteindrait un plafond de 6,54 $10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ (231 Mpi³/j) en 2023.

5.2 PRÉVISION DU DÉBIT DE LA CANALISATION PRINCIPALE DE TRANSCANADA

Dans le cadre de la présente demande, TransCanada a établi une prévision du débit afin d'évaluer l'utilisation de la canalisation principale et de calculer les besoins en combustible à la suite du transfert d'actifs. Les résultats de cette prévision sont présentés dans le tableau 5-1 : Débit dans l'ouest du Canada, et dans le tableau 5-2 : Exportations du BSOC.

La prévision du débit repose sur des analyses effectuées au sein de TransCanada, de l'information confidentielle sur l'ensemble des clients, de l'information du domaine public et d'autres modèles et évaluations.

La prévision du débit tient compte des perspectives pour le marché nord-américain du gaz dans son ensemble (hypothèses concernant l'offre, la demande et l'infrastructure), mais elle met l'accent sur les facteurs clés ayant une incidence sur le débit du réseau de la canalisation principale. Ces facteurs clés incluent l'approvisionnement en provenance du BSOC, la demande sur les marchés canadiens, les hypothèses

concernant le développement du GNL sur la côte ouest de la Colombie-Britannique et le débit des pipelines au Canada et des pipelines connexes dans le nord des États-Unis.

Le débit pour l'ouest du Canada, qui tient compte de la production, du stockage, de la demande, des exportations par pipeline et des exportations de GNL, est présenté dans le tableau 5-1 et à la figure 5-10. Cette figure illustre également la tranche de la demande dans l'ouest du Canada qui provient des sables bitumineux et la tranche des exportations de l'Ouest canadien qui devrait être sous forme de GNL.

La prévision des exportations du BSOC, incluant le débit en provenance de l'ouest entrant dans la canalisation principale, les points d'exportation par pipeline traditionnels et les exportations de GNL prévues est présentée dans le tableau 5-2. Cette prévision est illustrée à la figure 5-11.

Tableau 5-1 : Débit dans l'Ouest canadien (moyenne annuelle en Gpi³/j)

Année	Approvisionnement en provenance du BSOC (classique et non classique)	Stockage net dans le BSOC	Approvisionnement total	Demande de l'ouest du Canada ¹	Exportations de l'ouest du Canada
2000	16,3	0,2	16,5	4,2	12,4
2001	17,0	-0,3	16,7	4,0	12,7
2002	16,8	0,1	16,9	4,1	12,9
2003	16,4	0,0	16,4	4,2	12,2
2004	16,6	-0,1	16,5	4,3	12,2
2005	16,7	0,0	16,7	4,1	12,5
2006	16,8	-0,3	16,5	4,3	12,1
2007	16,4	0,0	16,4	4,4	11,9
2008	15,7	-0,1	15,6	4,6	11,0
2009	14,8	-0,1	14,7	4,7	9,9
2010	14,2	0,0	14,3	4,7	9,6
2011	14,3	-0,2	14,0	5,0	9,0
2012	13,7	0,0	13,7	5,2	8,5
2013	13,9	0,2	14,1	5,5	8,4
2014	14,2	0,3	14,5	5,7	8,8
2015	14,2	0,0	14,2	5,8	8,3
2016	14,2	0,0	14,2	6,1	8,1
2017	14,3	0,0	14,3	6,6	7,8
2018	15,2	0,0	15,2	6,9	8,2
2019	16,5	0,0	16,5	7,2	9,2
2020	17,1	0,0	17,1	7,7	9,4
2021	17,5	0,0	17,5	7,8	9,7
2022	17,9	0,0	17,9	8,1	9,8
2023	18,2	0,0	18,2	8,3	9,8

Année	Approvisionnement en provenance du BSOC (classique et non classique)	Stockage net dans le BSOC	Approvisionnement total	Demande de l'ouest du Canada ¹	Exportations de l'ouest du Canada
2024	18,3	0,0	18,3	8,5	9,8
2025	18,4	0,0	18,4	8,7	9,7
2026	18,4	0,0	18,4	8,8	9,6
2027	18,5	0,0	18,5	8,9	9,5
2028	18,5	0,0	18,5	9,0	9,5
2029	18,6	0,0	18,6	9,2	9,5
2030	18,6	0,0	18,7	9,3	9,4

Remarque :

1. Inclut le combustible à l'égard du pipeline et celui à l'égard du GNL.

En raison de l'arrondissement, les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des chiffres.

Les valeurs peuvent être converties en métrique (10⁶m³/j) en les divisant par 35,301 et en multipliant le résultat par 1 000.

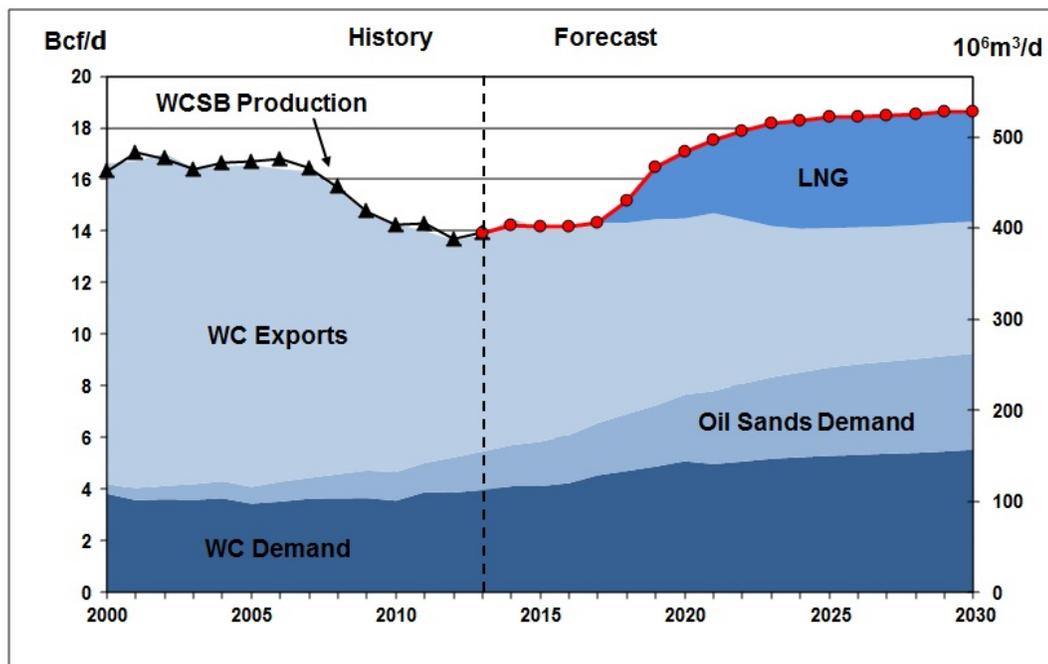


Figure 5-10 : Volumes dans l'ouest du Canada

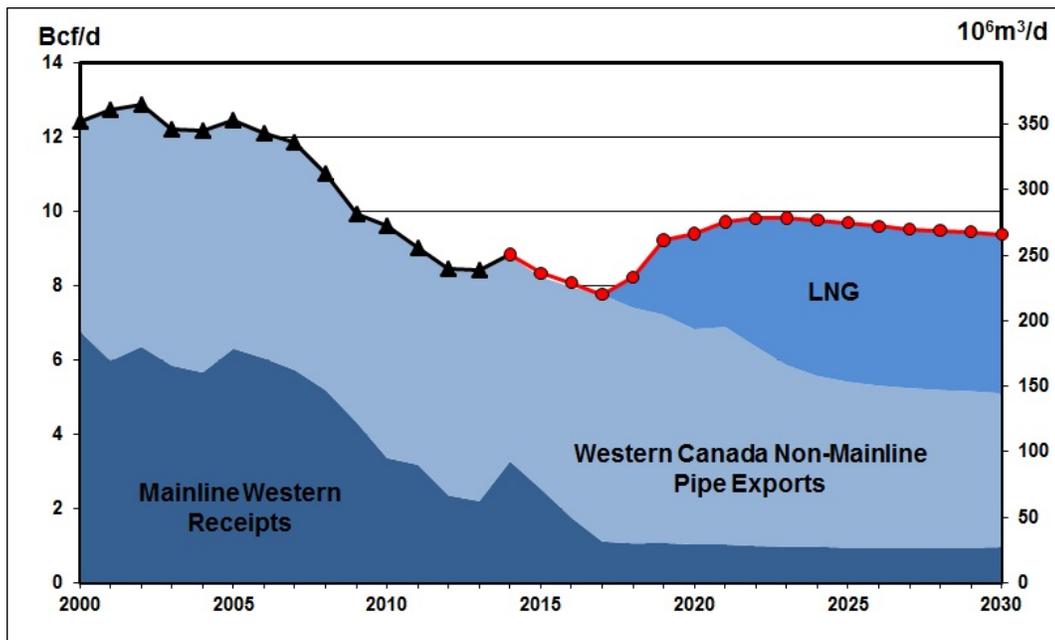


Figure 5-11 : Exports du BSOC et réception pour la canalisation principale dans l'ouest du Canada

Dans la présente estimation, le calendrier des exportations de GNL et les hypothèses concernant ces exportations supposent la mise en service graduelle en 2018 et 2019 de deux installations de traitement à deux terminaux de GNL (pour un total de quatre installations) dotée chacune d'une capacité de 23 10⁶m³/j (0,8 Gpi³/j), pour un total de 91 10⁶m³/j (3,2 Gpi³/j). Deux autres installations de traitement devraient être mises en service en 2022, ce qui portera la capacité de traitement totale de GNL à 136 10⁶m³/j (4,8 Gpi³/j) d'ici la fin de l'horizon prévisionnel, soit en 2030.

Tableau 5-2 : Exportsations du BSOC (moyenne annuelle en Gpi³/j)

Année	Exportations de l'ouest du Canada	Northern Border – Débit à Monchy (Sask.)	GTN – Débit à Kingsgate (C.-B.)	Alliance – Débit à Elmore (Sask.)	NWP – Débit à Sumas (C.-B.)	Débit de réception dans la canalisation principale dans l'ouest	Exportations de GNL à partir de la côte ouest
2000	12,4	2,2	2,3	0,2	0,9	6,8	
2001	12,7	2,1	2,3	1,5	0,9	6,0	
2002	12,9	2,1	2,0	1,5	0,9	6,4	
2003	12,2	2,1	1,8	1,6	0,9	5,9	
2004	12,2	2,1	2,0	1,6	0,9	5,7	
2005	12,5	1,9	1,7	1,6	0,8	6,3	
2006	12,1	1,9	1,9	1,6	0,7	6,1	

Année	Exportations de l’ouest du Canada	Northern Border – Débit à Monchy (Sask.)	GTN – Débit à Kingsgate (C.-B.)	Alliance – Débit à Elmore (Sask.)	NWP – Débit à Sumas (C.-B.)	Débit de réception dans la canalisation principale dans l’ouest	Exportations de GNL à partir de la côte ouest
2007	11,9	1,9	2,0	1,6	0,7	5,7	
2008	11,0	1,6	1,8	1,6	0,8	5,2	
2009	9,9	1,3	1,9	1,6	0,8	4,3	
2010	9,6	1,9	1,9	1,6	0,8	3,4	
2011	9,0	1,8	1,6	1,6	0,8	3,2	
2012	8,5	2,0	1,7	1,5	0,8	2,3	
2013	8,4	1,9	1,9	1,6	0,8	2,2	
2014	8,8	1,4	1,7	1,6	0,8	3,3	
2015	8,3	1,7	1,5	1,6	0,8	2,5	
2016	8,1	1,8	1,9	1,7	0,9	1,8	
2017	7,8	1,9	2,3	1,6	0,8	1,1	
2018	8,2	1,8	2,1	1,6	0,8	1,1	0,8
2019	9,2	1,7	2,0	1,6	0,8	1,1	2,0
2020	9,4	1,5	1,9	1,6	0,8	1,0	2,6
2021	9,7	1,4	2,0	1,6	0,8	1,0	2,8
2022	9,8	1,1	1,9	1,6	0,8	1,0	3,5
2023	9,8	0,6	1,9	1,6	0,8	1,0	4,0
2024	9,8	0,4	1,9	1,6	0,8	1,0	4,2
2025	9,7	0,3	1,9	1,5	0,8	0,9	4,3
2026	9,6	0,2	1,9	1,4	0,8	0,9	4,3
2027	9,5	0,2	1,9	1,4	0,8	0,9	4,3
2028	9,5	0,1	1,9	1,3	0,9	0,9	4,3
2029	9,5	0,1	1,9	1,3	0,9	0,9	4,3
2030	9,4	0,1	1,9	1,2	0,9	1,0	4,3

Remarque :
En raison de l’arrondissement, les totaux peuvent ne pas correspondre pas à la somme des chiffres.
Les valeurs peuvent être converties en métrique (10⁶m³/j) en les divisant par 35,301 et en multipliant le résultat par 1 000.

5.3 APERÇU DES MARCHÉS

La canalisation principale dessert des marchés dans le centre et l’est du Canada et le nord des États-Unis, mais le présent aperçu porte sur les marchés devant être desservis par le PRPE. Le PRPE desservira des marchés existants dans la zone de livraison de l’Est (ZLE), en Ontario et au Québec, soit les zones de livraison canadiennes situées dans la zone touchée, ainsi que dans le nord-est des États-Unis,

par l'intermédiaire des points d'exportation de la zone touchée, à Iroquois, à Cornwall, à Napierville, à Philipsburg et à East Hereford. La ZLE au Canada et les points d'exportation de l'est composent la « zone touchée ». Ces marchés devraient rester relativement stables au fil du temps, puisque la croissance de la demande intérieure sera compensée par la baisse des exportations. TransCanada évalue régulièrement ces marchés et met à jour ses prévisions de la demande dans ces régions.

5.3.1 Marchés de la zone de livraison de l'Est

La canalisation principale dessert des marchés intérieurs dans la ZLE, dans l'est de l'Ontario et au Québec. Ces marchés devraient rester relativement stables, et on prévoit une croissance de la demande dans le secteur de la production d'électricité et le secteur industriel. Le tableau 5-3 présente la consommation historique jusqu'en 2013 et la prévision de la demande selon TransCanada jusqu'en 2030 (qui tient compte de l'information sur les marchés fournis par les expéditeurs) dans ces régions. Comme l'indique le tableau, dans la ZLE, on prévoit que la demande annuelle moyenne passera de 24,4 10⁶m³/j (0,86 Gpi³/j) en 2013 à 29,9 10⁶m³/j (1,05 Gpi³/j) en 2020, et demeura relativement stable par la suite jusqu'en 2030.

Tableau 5-3 : Demande annuelle moyenne dans la ZLE

	Résidentiel		Commercial		Industriel		Production d'électricité		Total	
	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j
2000	4,8	0,17	7,0	0,25	11,9	0,42	3,2	0,11	26,9	0,95
2001	4,3	0,15	6,4	0,23	10,3	0,36	3,5	0,12	24,5	0,87
2002	4,6	0,16	6,8	0,24	10,9	0,39	3,8	0,13	26,2	0,92
2003	5,0	0,18	7,2	0,25	10,1	0,35	2,9	0,10	25,1	0,89
2004	4,9	0,17	7,0	0,25	10,6	0,37	1,6	0,06	24,1	0,85
2005	4,7	0,17	6,8	0,24	9,6	0,34	2,1	0,07	23,2	0,82
2006	4,3	0,15	6,4	0,23	10,1	0,36	2,6	0,09	23,5	0,83
2007	4,7	0,17	6,9	0,24	10,5	0,37	4,6	0,16	26,6	0,94
2008	4,3	0,15	7,1	0,25	10,2	0,36	2,1	0,07	23,7	0,84
2009	4,7	0,16	8,1	0,29	8,1	0,29	2,1	0,07	23,0	0,81
2010	4,0	0,14	7,5	0,26	9,1	0,32	2,2	0,08	22,8	0,81
2011	4,3	0,15	7,6	0,27	9,4	0,33	2,3	0,08	23,5	0,83
2012	4,3	0,15	7,3	0,26	9,2	0,32	2,5	0,09	23,2	0,82
2013	5,1	0,18	8,5	0,30	9,4	0,33	1,4	0,05	24,4	0,86
2014	5,5	0,19	9,4	0,33	10,8	0,38	0,8	0,03	26,5	0,94
2015	4,7	0,17	8,1	0,29	9,3	0,33	0,7	0,02	22,8	0,80
2016	4,7	0,16	8,0	0,28	9,3	0,33	0,8	0,03	22,8	0,80

Tableau 5-3 : Demande annuelle moyenne dans la ZLE (suite)

	Résidentiel		Commercial		Industriel		Production d'électricité		Total	
	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j
2017	4,7	0,16	8,0	0,28	9,5	0,34	0,8	0,03	23,0	0,81
2018	4,7	0,17	8,1	0,28	10,7	0,38	4,5	0,16	27,9	0,98
2019	4,8	0,17	8,2	0,29	11,5	0,41	4,4	0,15	28,8	1,02
2020	4,7	0,17	8,1	0,29	12,2	0,43	4,8	0,17	29,9	1,05
2021	4,7	0,17	8,1	0,29	12,3	0,43	5,8	0,21	30,9	1,09
2022	4,7	0,17	8,1	0,29	12,3	0,43	5,7	0,20	30,9	1,09
2023	4,7	0,17	8,1	0,29	12,3	0,43	5,6	0,20	30,7	1,09
2024	4,7	0,17	8,1	0,29	12,3	0,43	5,3	0,19	30,5	1,08
2025	4,7	0,17	8,1	0,28	12,2	0,43	5,0	0,18	30,0	1,06
2026	4,7	0,17	8,1	0,29	12,2	0,43	5,1	0,18	30,2	1,06
2027	4,7	0,17	8,1	0,29	12,3	0,43	5,1	0,18	30,2	1,07
2028	4,7	0,17	8,1	0,28	12,2	0,43	5,7	0,20	30,6	1,08
2029	4,7	0,17	8,1	0,28	12,2	0,43	5,3	0,19	30,3	1,07
2030	4,7	0,17	8,1	0,29	12,2	0,43	6,1	0,21	31,1	1,10

5.3.2 Marchés du nord-est des États-Unis

La canalisation principale dessert des marchés du nord-est des États-Unis par l'intermédiaire de ses points d'exportation d'Iroquois, de Cornwall, de Napierville, de Philipsburg et d'East Hereford. En 2013, le volume des exportations de gaz de ces points a représenté environ 7 à 8 % de la demande dans le nord-est des États-Unis, et on prévoit qu'il diminuera d'ici 2030. Ces points d'exportation, qui sont connectés à des pipelines du nord-est des États-Unis, ont accès aux marchés situés dans les régions de recensement de l'Atlantique centre et de la Nouvelle-Angleterre. Le marché de ces régions devrait demeurer relativement stable et connaître une croissance dans le secteur commercial et le secteur de la production d'électricité. Le tableau 5-4 présente la consommation historique et la prévision de la demande selon TransCanada pour ces régions. Comme l'indique le tableau, on prévoit que dans le nord-est des États-Unis, la demande annuelle moyenne passera de 291 10⁶m³/j (10,29 Gpi³/j) en 2000 à 310 10⁶m³/j (10,93 Gpi³/j) d'ici 2020 et continuera d'augmenter jusqu'en 2030.

Tableau 5-4 : Demande annuelle moyenne dans le nord-est des États-Unis

	Résidentiel		Commercial		Industriel		Production d'électricité		Total	
	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j
2000	82,7	2,92	62,8	2,22	43,0	1,52	56,4	1,99	244,9	8,65
2001	78,1	2,76	58,1	2,05	39,1	1,38	60,2	2,13	235,5	8,31
2002	77,3	2,73	60,5	2,14	41,4	1,46	71,1	2,51	250,3	8,84

	Résidentiel		Commercial		Industriel		Production d'électricité		Total	
	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j
2003	87,1	3,08	60,6	2,14	34,3	1,21	60,2	2,12	242,1	8,55
2004	82,1	2,90	61,4	2,17	34,6	1,22	64,1	2,26	242,2	8,55
2005	83,6	2,95	55,4	1,96	33,4	1,18	67,1	2,37	239,5	8,46
2006	72,2	2,55	51,0	1,80	33,3	1,18	76,8	2,71	233,3	8,24
2007	81,3	2,87	56,7	2,00	34,0	1,20	84,7	2,99	256,6	9,06
2008	81,2	2,86	57,8	2,04	33,4	1,18	82,3	2,90	254,6	8,99
2009	82,7	2,92	58,2	2,05	31,0	1,09	84,9	3,00	256,7	9,06
2010	79,9	2,82	58,6	2,07	34,0	1,20	99,2	3,50	271,7	9,59
2011	79,9	2,82	60,8	2,15	34,4	1,22	107,0	3,78	282,1	9,96
2012	71,9	2,54	55,7	1,97	34,7	1,22	120,2	4,24	282,5	9,97
2013	84,9	3,00	61,9	2,19	36,8	1,30	107,8	3,81	291,4	10,29
2014	81,7	2,88	63,3	2,23	34,1	1,20	110,6	3,90	289,6	10,22
2015	82,4	2,91	63,5	2,24	35,1	1,24	111,0	3,92	291,9	10,30
2016	83,1	2,93	65,0	2,30	35,6	1,26	114,0	4,02	297,7	10,51
2017	83,1	2,93	65,9	2,33	36,8	1,30	113,5	4,01	299,2	10,56
2018	83,4	2,94	66,3	2,34	37,1	1,31	113,0	3,99	299,8	10,58
2019	83,8	2,96	68,6	2,42	37,4	1,32	113,3	4,00	303,0	10,70
2020	84,4	2,98	69,6	2,46	37,6	1,33	117,9	4,16	309,6	10,93
2021	84,3	2,98	70,5	2,49	37,8	1,33	126,2	4,46	318,8	11,25
2022	84,5	2,98	73,3	2,59	38,1	1,35	128,8	4,55	324,8	11,46
2023	84,7	2,99	75,4	2,66	38,3	1,35	131,0	4,62	329,3	11,63
2024	85,3	3,01	76,4	2,70	38,8	1,37	132,9	4,69	333,4	11,77
2025	85,2	3,01	76,7	2,71	38,8	1,37	133,9	4,73	334,6	11,81
2026	85,4	3,01	77,1	2,72	38,8	1,37	135,4	4,78	336,6	11,88
2027	85,6	3,02	77,7	2,74	38,9	1,37	138,7	4,90	340,9	12,03
2028	86,1	3,04	78,4	2,77	38,7	1,37	141,1	4,98	344,3	12,15
2029	85,9	3,03	79,1	2,79	39,2	1,38	143,0	5,05	347,2	12,26
2030	86,2	3,04	79,7	2,81	39,2	1,38	146,1	5,16	351,1	12,40

5.4 DÉBIT DANS LA ZONE TOUCHÉE

Le tableau 5-5 présente le débit dans la zone touchée. Il indique comment le gaz naturel est transporté dans cette zone, le volume de gaz consommé dans cette région et le volume de gaz qui quitte cette zone par l'intermédiaire des divers points d'exportation. La colonne intitulée « Débit de la canalisation de TC vers la zone affectée » indique le volume provenant de l'ouest. Plus précisément, il s'agit du volume combiné du raccourci de North Bay et de la canalisation de Montréal s'écoulant vers la zone touchée et destiné aux marchés de la ZLE et du nord-est des

États-Unis. Ce débit sera transporté au moyen de la capacité pipelinrière restante du raccourci de North Bay après la cession des actifs et de la capacité de la ligne de Montréal, incluant la capacité ajoutée dans le cadre du PRPE.

L'approvisionnement du Québec, qui est actuellement relativement restreint, devrait augmenter au fil du développement de la zone de gaz de schiste Utica dans cette région. Des renseignements supplémentaires sur cet approvisionnement sont fournis à la section 5.2.2. Les quatre dernières colonnes du tableau 5-5 présentent les volumes au point d'exportation Iroquois (Waddington) et aux autres points d'exportation (Cornwall, Napierville, Philipsburg et East Hereford), qui desservent, en partie, les marchés du nord-est des États-Unis américains indiqués dans le tableau 5-4.

5.4.1 Débits aux points d'exportation

On prévoit que les exportations au point d'exportation d'Iroquois diminueront et seront éventuellement remplacées par des importations vers le Canada (tableau 5-5). Les valeurs négatives figurant dans le tableau 5-5 représentent des importations.

La principale raison de ce déclin et l'inversion du débit à Iroquois est la croissance de l'approvisionnement provenant des zones de gaz de schiste Marcellus et Utica, dans le nord-est des États-Unis (comme il est plus amplement décrit à la section 4.3.3). Cette croissance de l'approvisionnement, conjuguée à la nouvelle infrastructure pipelinrière prévue dans le nord-est des États-Unis, devrait entraîner une réduction de la quantité de gaz naturel fournie aux marchés de cette région par l'intermédiaire du point d'exportation d'Iroquois de TransCanada. En outre, ces changements devraient se traduire par une inversion du débit à Iroquois, où les exportations de gaz naturel seront remplacées par des importations de gaz naturel vers le Canada.

Les deux dernières colonnes du tableau 5-5 présentent les volumes aux autres points d'exportation. Comme l'indique le tableau, TransCanada a traditionnellement exporté des volumes vers ces points, et elle prévoit que les livraisons effectuées par l'intermédiaire de ces points continueront d'approvisionner des marchés existants dans le nord-est des États-Unis.

Tableau 5-5 : Débits annuels moyens dans la zone touchée

	Débit de la canalisation de TC vers la zone affectée		Approvisionnement du Québec ¹		Demande de la ZLE ²		Exportations de TC à Iroquois (Waddington)		Autres points d'exportation ³	
	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j
2000	57,9	2,04	-0,1	0,00	27,4	0,97	23,7	0,84	5,8	0,20
2001	54,1	1,91	-0,1	0,00	25,1	0,88	22,6	0,80	5,6	0,20
2002	58,0	2,05	-0,1	0,00	26,8	0,95	24,5	0,86	6,8	0,24
2003	57,1	2,02	-0,1	0,00	25,7	0,91	24,2	0,85	6,4	0,23
2004	56,5	2,00	0,0	0,00	24,7	0,87	24,8	0,88	6,5	0,23

	Débit de la canalisation de TC vers la zone affectée		Approvisionnement du Québec ¹		Demande de la ZLE ²		Exportations de TC à Iroquois (Waddington)		Autres points d'exportation ³	
	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j
2005	59,9	2,11	0,0	0,00	23,9	0,84	28,1	0,99	7,6	0,27
2006	59,7	2,11	0,0	0,00	24,1	0,85	27,9	0,98	6,7	0,24
2007	62,9	2,22	0,1	0,00	27,2	0,96	28,1	0,99	7,2	0,25
2008	56,7	2,00	0,0	0,00	24,1	0,85	26,5	0,94	6,0	0,21
2009	49,4	1,74	0,1	0,00	23,3	0,82	21,8	0,77	4,6	0,16
2010	42,8	1,51	0,0	0,00	23,1	0,82	16,6	0,59	3,4	0,12
2011	40,7	1,44	0,1	0,00	23,8	0,84	14,2	0,50	3,2	0,11
2012	43,0	1,52	0,0	0,00	23,5	0,83	15,2	0,54	5,2	0,18
2013	44,9	1,58	0,0	0,00	24,7	0,87	15,3	0,54	6,6	0,23
2014	46,6	1,64	0,1	0,00	26,9	0,95	14,7	0,52	6,1	0,21
2015	44,8	1,58	0,0	0,00	23,1	0,82	16,0	0,56	5,8	0,20
2016	35,6	1,26	0,2	0,01	23,0	0,81	7,2	0,26	5,6	0,20
2017	31,0	1,10	0,6	0,02	23,3	0,82	3,0	0,10	5,4	0,19
2018	33,0	1,16	1,1	0,04	28,2	0,99	-2,3	-0,08	8,1	0,29
2019	33,1	1,17	1,6	0,06	29,1	1,03	-2,6	-0,09	8,3	0,29
2020	32,8	1,16	2,3	0,08	30,1	1,06	-3,2	-0,11	8,3	0,29
2021	32,0	1,13	3,8	0,13	31,2	1,10	-3,5	-0,12	8,1	0,29
2022	29,9	1,06	5,5	0,19	31,2	1,10	-4,1	-0,15	8,3	0,29
2023	28,5	1,01	6,6	0,23	31,0	1,09	-4,3	-0,15	8,4	0,30
2024	28,7	1,01	6,2	0,22	30,7	1,08	-4,6	-0,16	8,8	0,31
2025	29,6	1,05	5,4	0,19	30,3	1,07	-4,0	-0,14	8,7	0,31
2026	30,5	1,08	4,7	0,17	30,4	1,07	-4,1	-0,14	8,9	0,31
2027	30,9	1,09	4,2	0,15	30,5	1,08	-4,5	-0,16	9,1	0,32
2028	33,5	1,18	3,9	0,14	30,9	1,09	-2,9	-0,10	9,4	0,33
2029	33,4	1,18	3,8	0,13	30,6	1,08	-2,8	-0,10	9,4	0,33
2030	33,4	1,18	3,6	0,13	31,4	1,11	-3,8	-0,13	9,5	0,33

Remarques :

1. Inclut les retraits des installations de stockage moyens annuels nets.
2. Inclut le combustible de pipeline.
3. Inclut Cornwall, Napierville, Philipsburg et East Hereford.

6.0 CONCEPTION DES SYSTÈMES DU PROJET DU RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST

Les modalités du projet de transfert d'actifs et ses répercussions sur les divers segments de la canalisation principale, dont le raccourci de North Bay, ont été décrites dans des sections précédentes du présent volume. La présente section décrit les critères qui ont été pris en compte et la méthode qui a été employée pour déterminer l'étendue des installations requises pour respecter les besoins en services garanti existants et nouveaux après le transfert du raccourci de North Bay à Énergie Est.

Dans une demande distincte, mais connexe, déposée simultanément à la présente demande, TransCanada demande l'approbation du Projet du réseau principal de l'Est (PRPE). Étant donné que le Projet du réseau principal de l'Est fait partie intégrante du transfert des installations faisant l'objet de la conversion et y est interdépendant, la conception des systèmes du Projet du réseau principal de l'Est est décrite dans la présente demande. Il convient de noter que la conception des systèmes n'est pas abordée dans la demande relative au Projet du réseau principal de l'Est, qui contient plutôt un renvoi à la présente demande relative à la cession d'actifs. Les aspects techniques des installations prévues sont présentés dans la demande relative au Projet du réseau principal de l'Est.

Le Projet du réseau principal de l'Est inclut la construction d'environ 245 km de pipeline d'un diamètre de 914 mm (DN 36) et d'une capacité de 6 450 kPa suivant généralement le tracé de la ligne de Montréal existante, ainsi que l'ajout de neuf groupes compresseurs d'une capacité de 11 MW à cinq stations de compression existantes.

La présente section donne une description générale de la conception des systèmes du Projet du réseau principal de l'Est, y compris en ce qui a trait aux aspects suivants :

- la conception hydraulique utilisée pour choisir les installations
- le processus de sélection des installations visées par la demande
- l'évaluation des autres installations qui ont été envisagées
- la capacité des installations visées par la demande

6.1 CONCEPTION HYDRAULIQUE GLOBALE DU PROJET

TransCanada a conçu son réseau de la canalisation principale de manière à respecter ses engagements de services de transport garanti tous les jours de l'année. Pour le triangle de l'Est, la condition de marche se veut une journée de pointe hivernale où il y a perte de l'unité principale de la région.

6.2 PROCESSUS DE CONCEPTION DES INSTALLATIONS

Le processus de conception des installations a été exécuté en trois étapes :

1. Détermination de l'option d'expansion la plus avantageuse : TransCanada a comparé les options d'expansion pour le raccourci de North Bay et la ligne de Montréal.
2. Choix des installations préliminaires : TransCanada a choisi le pipeline et les installations nécessaires le long de la ligne de Montréal afin de respecter les besoins en services garanti potentiels à la date de la cession d'actifs projetée.
3. Choix des installations définitives : Une fois que les ententes préalables résultant de l'ASNC 2016 ont été signées, TransCanada a choisi un sous-ensemble des installations préliminaires lui permettant de respecter les besoins en service garanti existants et nouveaux combinés.

6.2.1 Étape 1 : Détermination de l'option d'expansion préliminaire privilégiée

Dans le cadre du développement préliminaire du Projet du réseau principal de l'Est, TransCanada a comparé l'ajout d'installations le long de la ligne de Montréal et l'ajout d'installations le long du raccourci de North Bay. Pour respecter les besoins en service garanti à l'égard de la zone touchée, TransCanada propose d'ajouter des installations le long de la ligne de Montréal, puisqu'il s'agit du tracé le plus direct et le plus court permettant de répondre aux demandes de service reçues à la suite de l'ASNC 2016. Ce tracé permet de relier les sources d'approvisionnement émergentes du nord-est des États-Unis aux importants marchés du triangle de l'Est; il constitue par conséquent le meilleur emplacement pour l'expansion.

6.2.2 Étape 2 : Choix des installations préliminaires

Une fois qu'il a été établi que la ligne de Montréal constituait l'option la plus avantageuse, les options de conception suivantes ont été examinées pour les installations situées le long de la ligne de Montréal :

- options de diamètre des conduites
- options de capacité des groupes compresseurs

Options de diamètre des conduites

Le diamètre de 914 mm (DN 36) a été jugé le plus approprié à la suite de la comparaison des capacités des conduites de diamètres de 762 mm, 914 mm et 1 067 mm (DN 30, 36 et 42, respectivement) une fois le système en boucle et sous pression (tableau 6-1). Les conduites DN 36 avec compression ont été choisies parce qu'elles offrent la capacité nécessaire pour respecter les besoins en services garanti après la cession d'actifs.

Tableau 6-1 : Capacité des conduites des divers diamètres

Diamètre	Longueur (km)	Augmentation maximale de la capacité (TJ/j)
762 mm (DN 30)	370	700
914 mm (DN 36)	370	1 200
1 067 mm (DN 42)	370	1 600

Options de capacité des groupes compresseurs

Une option prévoyant l'ajout de groupes compresseurs d'une capacité quelque peu inférieure a été envisagée, mais celle-ci aurait nécessité le maintien en service (et l'entretien à des coûts de plus en plus élevés) des groupes compresseurs existants de la ligne de Montréal.

TransCanada propose de nouveaux groupes compresseurs alimentés au gaz d'une capacité uniforme de 11 MW. En outre, TransCanada entamera la désactivation des compresseurs électriques existants, qui ont été installés entre 1963 et 1972. Le compresseur de 7 MW de la station 134, qui a été installé en 2007, demeurera en service.

L'uniformisation des nouveaux compresseurs et la désactivation des compresseurs existants se traduiront par :

- des coûts d'exploitation moins élevés à long terme, compte tenu du coût en capital, du combustible et de l'entretien;
 - une réduction des travaux d'entretien et de remise en état des compresseurs existants;
 - une réduction des coûts de l'électricité, puisque les compresseurs électriques ne seront plus en service;
 - des bénéfices au chapitre du coût du capital en raison de l'uniformisation des compresseurs et de la configuration des stations de compression;
- une amélioration de la fiabilité et une réduction des coûts d'entretien, puisque les pièces des nouveaux compresseurs seront interchangeables.

6.2.3 Étape 3 : Choix des installations définitives

Une fois que les ententes préalables faisant suite à l'appel de soumissions sur la nouvelle capacité pour (ASCN 2016) 2016 ont été signées, les installations visées par la demande ont été choisies parce que celles-ci :

- permettent de respecter la totalité des besoins en service garanti des expéditeurs;
- permettent au besoin l'augmentation future de la capacité d'une manière rentable.

Dans le cadre du choix d'un sous-groupe d'installations préliminaires, les tronçons de pipeline situés immédiatement en amont des compresseurs ont été privilégiés, puisqu'il s'agit de la méthode la plus efficace sur le plan hydraulique pour obtenir la capacité requise tout en minimisant la consommation de combustible.

Les conduites d'un diamètre de 914 mm (DN 36) sont demeurées l'option privilégiée pour respecter les besoins en service garanti. Comme il est indiqué dans la description du choix des installations préliminaires et le tableau 6-1, des conduites d'un diamètre de 762 mm (DN 30) permettraient de respecter les obligations prévues, toutefois :

- elles nécessiteraient une longueur supérieure à 245 km pour respecter les mêmes obligations;
- elles se traduiraient par des perturbations plus importantes des terres et des dérangements accrus pour les parties intéressées en raison de la longueur accrue;
- le coût du capital serait environ le même que dans le cas des installations visées par la demande en raison de la longueur accrue de la canalisation;
- elles entraîneraient une augmentation de la consommation de combustible par les compresseurs;
- elles limiteraient la possibilité d'augmenter au besoin la capacité de manière rentable.

La PEM de 6 450 kPa a été choisie parce qu'elle correspond à celle du système existant.

6.3 INCIDENCES DES INSTALLATIONS PROJETÉES SUR LA CAPACITÉ

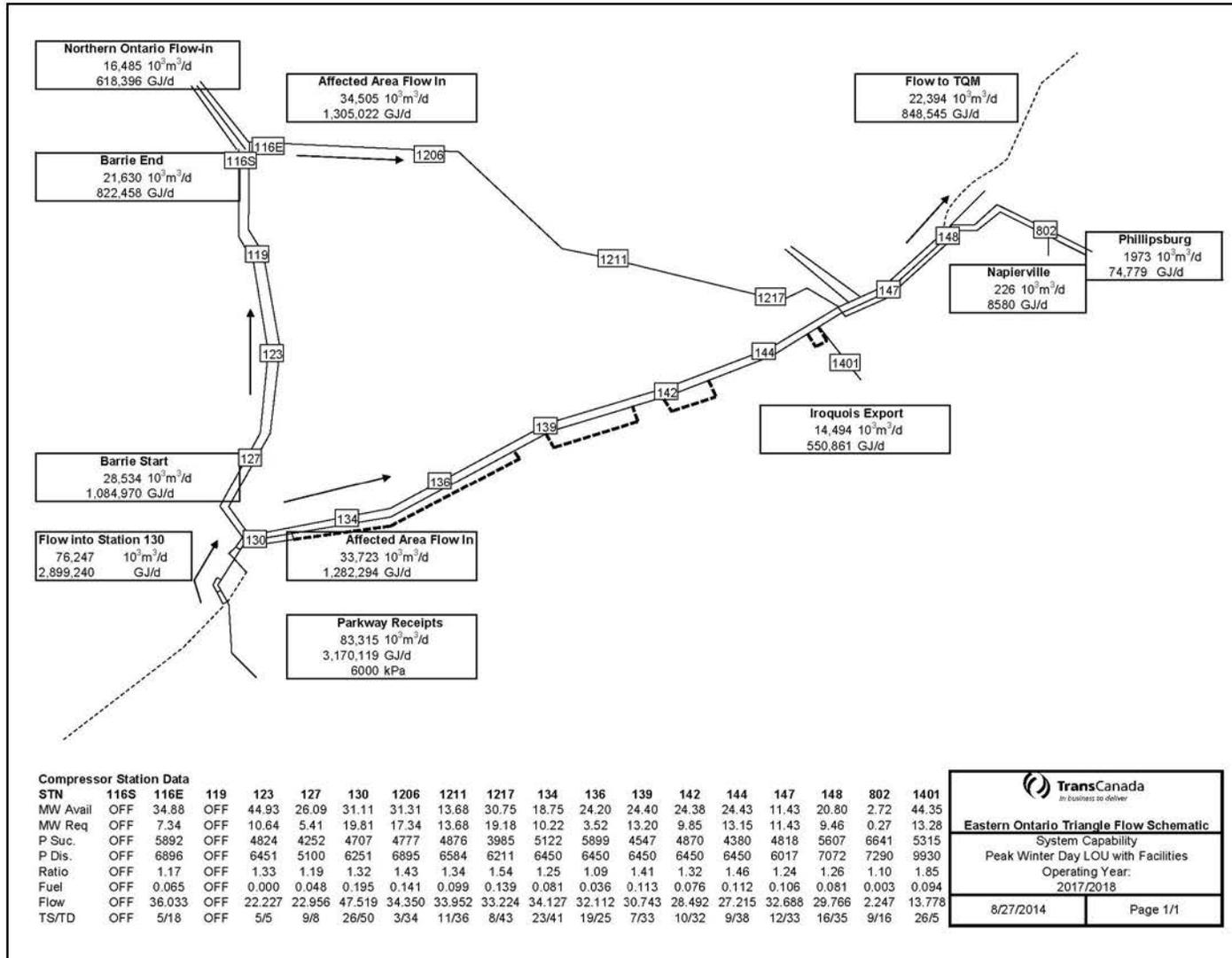
Le tableau présentant une comparaison de la capacité et des besoins figurant à la section 6.3.1 indique la capacité pipelinière garantie après la cession d'actifs projetée, avec et sans les installations projetées, en fonction des besoins en service garanti totaux. Sans le Projet du réseau principal de l'Est, il manquerait environ 575 TJ/j de capacité garantie contractuelle.

La section 6.3.2 présente le schéma d'écoulement pour le scénario de conception prévoyant une journée de pointe hivernale (avec les installations) pris en compte dans le tableau présentant une comparaison de la capacité et des besoins.

6.3.1 Comparaison de la capacité et des besoins

Eastern Ontario Triangle Affected Area 2017/18	<u>Canadian Mainline Capabilities vs. Requirements</u>							
	2017/2018 Peak Winter Loss of Unit		2017 Peak Summer Loss of Unit		2017/2018 Average Winter (at 99% capability factor)		2017 Average Summer (at 99% capability factor)	
	Without Proposed Facilities	With Proposed Facilities	Without Proposed Facilities	With Proposed Facilities	Without Proposed Facilities	With Proposed Facilities	Without Proposed Facilities	With Proposed Facilities
	(TJ/d)	(TJ/d)	(TJ/d)	(TJ/d)	(TJ/d)	(TJ/d)	(TJ/d)	(TJ/d)
<u>Affected Area Requirements</u>								
1. Cornwall	22	22	12	12	5	5	5	5
2. East Hereford	53	53	53	53	22	22	8	8
3. Enbridge EDA	562	562	481	481	324	324	111	111
4. GMT EDA	1054	1054	837	837	851	851	361	361
5. Iroquois	551	551	551	551	429	429	344	344
6. KPUC EDA	19	19	6	6	8	8	3	3
7. Napierville	9	9	9	9	1	1	0	0
8. Philipsburg	75	75	55	55	43	43	1	1
9. Union EDA	201	201	150	150	166	166	98	98
10. Total Requirements	2546	2546	2154	2154	1849	1849	931	931
<u>Affected Area Capability to Les Cedres</u>								
11. Flow-in Capability	1994	2588	1952	2447	2112	2462	1989	2113
12. Fuel at Capability	24	38	25	38	30	38	28	31
13. Design Capability (11-12)	1970	2550	1927	2409	2082	2424	1961	2082
<u>Affected Area Available Capacity at Les Cedres</u>								
14. Available Capacity (13-10)	-576	4	-227	255	254	600	1050	1172

6.3.2 Schéma d'écoulement dans le triangle de l'est de l'Ontario



7.0 AVIS AUX TIERS

Le programme de participation des parties prenantes pour la portion de la cession des actifs du Projet Énergie Est est intégré au sein du programme général de consultation du Projet Énergie Est. Cette section présente un résumé du programme de participation des parties prenantes qui a commencé au début de 2013 et qui se poursuivra pendant la durée du Projet Énergie Est conformément aux principes du cadre de participation des parties prenantes de TransCanada. Les détails du Programme de consultation des propriétaires fonciers sont reproduits au Volume 8, Section 5, du Programme de participation des collectivités au Volume 9, et du Programme d'engagement des Autochtones au Volume 10.

Cette section présente également un résumé de l'avis de TransCanada aux tiers commerciaux relativement à la cession d'actifs, au Projet Énergie Est et au Projet de du réseau principal de l'Est (PRPE).

7.1 AVIS AUX PROPRIÉTAIRES FONCIERS

Le programme de consultation des propriétaires fonciers de TransCanada vise à communiquer des renseignements précis sur le projet à tous les propriétaires fonciers le long du corridor du pipeline de conversion. La nature et la portée de la consultation entreprise dépend de la portée du projet. Dans le cas présent, la consultation porte sur la cession de la propriété des actifs pipeliniers par TransCanada à Énergie Est, la conversion du pipeline du transport du gaz naturel au transport du pétrole brut et l'exploitation permanente par Énergie Est à titre d'installation sous réglementation fédérale relevant de la compétence de l'ONÉ.

Les propriétaires fonciers visés par la cession des actifs du pipeline de conversion ont reçu une lettre d'information et des communiqués en avril 2013 afin de les informer du Projet, de l'intention de convertir le pipeline du transport du gaz naturel au transport de pétrole brut et le commencement des appels de soumissions pour déterminer la viabilité commerciale du Projet. En juin 2013, une trousse d'information sur le Projet a été envoyée par la poste à tous les propriétaires fonciers longeant le corridor du pipeline de conversion. En ce qui concerne la trousse d'information envoyée aux propriétaires fonciers, veuillez vous reporter à l'Annexe Vol 8-82 : Trousse d'information du Projet – Conversion.

Dans les 30 jours du dépôt de la demande d'Énergie Est, une trousse de notification sera envoyée par la poste aux propriétaires fonciers actuels longeant le corridor du pipeline de conversion. La trousse de notification renfermera des renseignements complets sur la vente des actifs projetée, les modifications aux actifs du pipeline nécessaires à la conversion du transport du gaz naturel au pétrole brut, les cartes de localisation et le calendrier proposé du transfert de la propriété.

Après la clôture proposée de la vente et de l'achat des actifs du pipeline de conversion, les propriétaires fonciers recevront par la poste des détails supplémentaires sur la cession des droits fonciers afférents, le nom et les numéros de téléphone de l'acheteur et la confirmation que l'acheteur a accepté la cession des conventions foncières et qu'il honorera leurs modalités et leurs obligations.

TransCanada continuera d'identifier et de traiter les questions des propriétaires fonciers relativement à l'achat et à la vente des actifs du pipeline de conversion et de toute question qui pourrait se présenter au cours du processus réglementaire jusqu'à l'achèvement de la construction.

Pour des détails sur le programme de consultation des propriétaires fonciers d'Énergie Est, se reporter au Volume 8, Section 5 : Consultation des propriétaires fonciers.

7.2 ENGAGEMENT À L'ÉGARD DES AUTOCHTONES

Le programme d'engagement d'Énergie Est auprès des communautés autochtones près de ses installations pipelinières a pour objectif d'aider Énergie Est à comprendre et aborder les intérêts et les préoccupations des communautés autochtones en ce qui a trait au Projet proposé et à établir et maintenir des relations positives à long terme. Le programme d'engagement des Autochtones d'Énergie Est est régi par la Politique sur les relations avec les Autochtones de TransCanada (voir l'Annexe Vol 10A-08 : brochure sur la politique relative aux relations avec les Autochtones). Le programme facilite également les retombées économiques, y compris les possibilités d'emploi à court et à long terme, pour les communautés autochtones visées par les activités d'Énergie Est. Pour une discussion du programme d'engagement des Autochtones d'Énergie Est, y compris la partie sur les installations faisant l'objet de la conversion, veuillez vous reporter au Volume 10, Engagement à l'égard des Autochtones.

7.3 PARTICIPATION DES COLLECTIVITÉS

Énergie Est a recours à un programme d'information et de participation afin de s'assurer que les parties prenantes des collectivités sont au courant des plans de projet d'Énergie Est visant à céder et convertir les installations et de la possibilité qui leur est offerte d'apporter leur contribution à ces plans. Énergie Est a identifié ces parties prenantes des collectivités les plus susceptibles d'être visées ou intéressées par le Projet à l'avance de la participation. Ces parties prenantes font partie d'une liste de diffusion des avis concernant le Projet, sont informés du Projet au début de la planification et y participent sur une base permanente. Pour des détails sur le programme de participation des collectivités au Projet d'Énergie Est, y compris les installations faisant l'objet de la conversion, veuillez vous reporter au Volume 9 : Participation des collectivités.

7.4 TIERCES PARTIES COMMERCIALES

7.4.1 Consultation avec les expéditeurs de pétrole éventuels

De 2011 jusqu'au début de 2013, TransCanada a travaillé avec des expéditeurs de pétrole éventuels afin d'évaluer le potentiel de convertir un de ses pipelines gaziers en un service de transport de pétrole brut, de fournir du service de transport de l'ouest du Canada vers l'est du Canada, la côte est américaine et d'autres marchés internationaux.

Un appel de soumissions afin d'obtenir des engagements fermes pour le Projet auprès des expéditeurs de pétrole éventuels a commencé le 15 avril 2013 et s'est terminé le 17 juin 2013. L'appel de soumissions prévoyait que le Projet comporterait une capacité initiale de 83 000 m³/j (525 000 b/j), pouvant être augmentée à 135 000 m³/j (850 000 b/j). Toutefois, en raison du volume de soumissions reçues au cours de l'appel de soumissions, Énergie Est a révisé la portée du Projet et a augmenté la capacité du pipeline à 175 000 m³/j (1,1 million b/j) afin d'accommoder toutes les soumissions reçues. Le 1^{er} août 2013, TransCanada a annoncé qu'elle irait de l'avant avec le Projet.

Pour les détails sur le processus de consultation d'Énergie Est, veuillez vous reporter au Volume 3.

7.4.2 Consultation avec les expéditeurs de la canalisation principale

TransCanada a eu des discussions continues avec les expéditeurs de la canalisation principale au sujet du Projet Énergie Est, de la cession des installations faisant l'objet de la conversion et du Projet du réseau principal de l'Est dans le cadre du processus du groupe de travail sur les droits (GTD), ainsi que des pourparlers qui se sont déroulés à l'extérieur du GTD.

La participation du GTD peut se résumer comme suit :

- Le 25 mars 2013, TransCanada a informé les expéditeurs de la canalisation principale au moyen d'une annonce au GTD et d'un affichage sur son site Web de la canalisation principale quant à la possibilité de réaffecter une partie de son réseau de la canalisation principale pour un service de transport de pétrole et d'offrir par conséquent, une capacité existante disponible qui pourrait être visée par la cession d'actifs éventuels comme service de transport garanti non renouvelable (FT-NR) dans un appel de soumissions sur la capacité existante (ASCE). Le 2 avril 2013, après l'annonce du Projet Énergie Est et de l'appel de soumissions à venir pour les expéditeurs de pétrole éventuels, TransCanada a transmis un avis au GTD et un bulletin NRG dans lesquels il est noté que le Projet Énergie Est comporte la cession d'actifs de la canalisation principale et, qu'à ce moment, la capacité de gaz naturel après la cession était estimée déficitaire d'environ 300 TJ/j par rapport aux obligations en matière de service garanti à la

ZLE et aux points d'exportation à l'est d'Iroquois inclusivement. Le GTD a été informé qu'il y aurait d'autres pourparlers sur le sujet à la réunion du GTD le 18 avril 2013.

- Après l'appel de soumissions pour le Projet Énergie Est qui a commencé le 15 avril 2013, TransCanada a fourni un aperçu du Projet Énergie Est et a abordé les répercussions sur la canalisation principale à la réunion du GTD à Calgary le 18 avril 2013. TransCanada a confirmé qu'elle continuerait de respecter ses besoins en service garanti après la cession des installations faisant l'objet de la conversion; toutefois, la portée de ces besoins en service garanti n'était pas connue en raison des dispositions de renouvellement existantes, qui comprenaient des renouvellements d'un an sur préavis de six mois.
- En octobre 2013, TransCanada a avisé le GTD de l'ASNC 2016 à venir qui permettrait aux expéditeurs recourant actuellement au FT-NR et aux services discrétionnaires, de la possibilité de soumissionner pour des services garantis supplémentaires.
- Le 8 mai 2014 et le 4 juin 2014, TransCanada a communiqué des mises à jour du Projet Énergie Est et a abordé les répercussions sur la canalisation principale aux réunions du GTD à Toronto et à Montréal. TransCanada a noté que même si les besoins en service garanti au moment de la cession demeuraient incertains, celle-ci proposait le Projet du réseau principal de l'Est et la construction d'au plus 370 km de pipeline et d'installations connexes de compression afin de lui permettre de continuer à respecter ses besoins en service garanti.
- Le 3 juillet 2014, les répercussions du Projet Énergie Est sur la canalisation principale ont été abordées avec plus de détails à une réunion du GTD à Calgary. Étant donné que les ententes préalables découlant de l'ASNC 2016 avaient été signées le 2 juillet 2014, TransCanada a informé le GTD que le Projet du réseau principal de l'Est serait adapté pour ajouter un peu moins de 600 TJ/j de capacité et que, cumulé avec le produit de la cession des actifs à Énergie Est, procurerait un avantage net global substantiel pour les expéditeurs. Lors de cette réunion, TransCanada a demandé des commentaires sur la cession des actifs à Énergie Est et le Projet du réseau principal de l'Est connexe pour le 4 août 2014.
- TransCanada a répondu aux commentaires reçus après la réunion du GTD du 3 juillet 2014 dans une réunion du GTD à Toronto qui a eu lieu le 13 août 2014. Lors de cette réunion, TransCanada a avisé le GTD qu'en regard des ententes préalables signées au début de juillet à la suite de l'ASNC 2016, la taille du Projet du réseau principal de l'Est serait adaptée afin de combler le manque de capacité de service garanti de 575 TJ/j. TransCanada a également informé le GTD de la prime d'acquisition.

7.4.3 Questions et préoccupations des expéditeurs de la canalisation principale

Dans le cadre de sa consultation avec les expéditeurs de la canalisation principale, TransCanada a reçu un soutien conceptuel pour la réaffectation des actifs de la canalisation principale. Toutefois, des inquiétudes sur la cession des installations faisant l'objet de la conversion ont été soulevées, principalement relativement à la cession des installations sur le raccourci de North Bay.

TransCanada croit savoir que certains expéditeurs de gaz de la canalisation principale prennent la position suivante :

- Les installations du raccourci de North Bay ne devraient pas être cédées.
- Si les installations du raccourci de North Bay sont cédées, le Projet du réseau principal de l'Est devrait remplacer l'ensemble de la capacité cédée à Énergie Est sans frais supplémentaires pour les expéditeurs de gaz.
- Les besoins en service garanti prévus de TransCanada ne représentent pas une mesure complète ou appropriée des besoins du Projet du réseau principal de l'Est parce que les marchés domestiques devraient connaître une croissance et que les demandes de service garanti reçues à la suite de l'ASNC 2016 ne sont pas représentatives des besoins futurs des marchés.
- La cession des installations du raccourci de North Bay devrait se faire à la valeur marchande.

De plus, certains expéditeurs de la canalisation principale ont exprimé des inquiétudes sur l'avenir des actifs de compression délaissés, la possibilité d'une augmentation des coûts du combustible, ainsi que la fiabilité du service.

TransCanada a répondu à ces préoccupations lors des pourparlers avec les expéditeurs de la canalisation principale tant au sein du processus du GTD qu'à l'extérieur de celui-ci et continuera de le faire. TransCanada prévoit que cette façon de procéder offre la possibilité de comprendre et de prendre en compte ces préoccupations dans la mesure où elles perdurent.

8.0 INTÉRÊT PUBLIC DE LA CESSION D'ACTIFS

8.1 INTRODUCTION ET MISE EN CONTEXTE

Dans la Section 3 du Volume 1 de la présente demande, TransCanada et Énergie Est ont traité de l'interdépendance du Projet Énergie Est, de la cession d'actifs et du projet du réseau principal de l'Est (« PRPE »). Reconnaissant que l'intérêt public constitue la norme d'approbation de la présente demande (tant pour l'approbation relative à la cession d'actifs que pour la demande d'un CUP pour le Projet) et de la demande distincte, mais simultanée, d'un CUP pour le PRPE, et reconnaissant également qu'il est nécessaire de déterminer si chaque proposition répond à l'intérêt public, les demandeurs font valoir qu'une prise de décision séparée pour chacune de ces trois demandes ferait fi de leur interdépendance et de l'intérêt public collectif qui serait servi grâce à leur approbation.

Dans le contexte de l'interdépendance des demandes, TransCanada et Énergie Est demandent à l'Office de conclure que l'approbation de la cession d'actifs et l'émission d'un CUP pour le Projet, y compris la conversion des installations en vue du transport du pétrole, sont dans l'intérêt public canadien.

Également dans la Section 3 du Volume 1, TransCanada et Énergie Est ont abordé la preuve d'expert qu'ils ont présentée afin d'appuyer la conclusion selon laquelle le Projet, y compris la cession d'actifs, est dans l'intérêt public.

La position des demandeurs sur l'interdépendance des demandes ne signifie toutefois pas qu'il est demandé à l'Office d'ignorer l'application de la norme de l'intérêt public dans la décision particulière d'autoriser ou non la cession des installations faisant l'objet de la conversion au transport du pétrole, en vertu de l'article 74 de la Loi sur l'ONÉ.

Dans la Section 2 de cette demande de cession, TransCanada et Énergie Est ont énoncé les normes de réglementation en matière de demande de transfert établies par l'ONÉ. Essentiellement, la décision MH-1-2006 a établi que la norme de réglementation est l'intérêt public, qu'il ne s'agit pas du critère de l'absence de préjudice¹ et que l'Office doit prendre en considération tous les facteurs pertinents à l'intérêt public, y compris, mais sans s'y limiter, l'intérêt des expéditeurs, des producteurs et des consommateurs de gaz et de pétrole².

L'Office a statué que le critère pertinent pour déterminer ce qui représente une capacité restante suffisante dans le réseau principal est l'aptitude du pipeline à

¹ Décision MH-1-2006, page 16 : « L'application du critère proposé de l'absence de préjudice serait d'ailleurs contraire aux nombreuses décisions de l'Office et des tribunaux, lesquels ont statué que l'Office dispose d'un grand pouvoir discrétionnaire pour déterminer ce qui est pertinent dans l'exercice de son mandat. »

² Décision MH-1-2006, page 61.

répondre aux demandes attendues de service garanti³, et que d'exiger que soit maintenue une capacité permettant de répondre aux besoins de pointe à laquelle les expéditeurs avaient refusé de souscrire constituerait une utilisation inefficace, voire un gaspillage, des ressources⁴.

L'Office a également réitéré que les expéditeurs des pipelines n'ont aucun droit acquis d'être protégés contre des augmentations de coûts, ni n'ont droit à la disponibilité continue d'une capacité de réserve⁵. Les expéditeurs ont droit au service pour lequel ils ont souscrit : ils n'ont pas droit à l'utilisation d'installations particulières⁶.

Comme il a été mentionné précédemment, il est clair que l'intérêt public canadien est la norme première qui doit être appliquée par l'ONÉ dans sa décision concernant l'approbation de la cession d'actifs. Les questions soulevées devant l'Office dans le cadre de la présente demande comprennent, par conséquent, l'identification du meilleur équilibre pratique entre les avantages que procurera la conversion des actifs de la canalisation principale en vue du transport du pétrole et les répercussions potentielles de cette conversion pour les expéditeurs de gaz de la canalisation principale.

8.2 ASPECTS PARTICULIERS DE LA CESSION QUI PROCURENT DES AVANTAGES D'INTÉRÊT PUBLIC

Comme il est mentionné à la Section 3 du Volume 1, certains aspects précis de la cession d'actifs justifient qu'elle soit considérée comme étant d'intérêt public :

- Utilisation accrue et améliorée – la cession permettra une utilisation accrue et améliorée des installations qui fournissent actuellement une capacité de transport de gaz qui n'est pas assujettie à des contrats de service garanti
- Développement de la capacité de transport du pétrole dans les délais – l'adaptation des installations existantes permet de mettre en service le Projet et de répondre ainsi aux besoins d'accès au marché dans des délais plus courts que s'il s'agissait d'un projet entièrement nouveau. Énergie Est estime que la construction d'un projet entièrement nouveau prendrait environ trois ans de plus que le Projet tel qu'il est proposé.

Ce calendrier de construction plus court :

- permettra d'avoir accès plus rapidement au marché et d'obtenir plus rapidement les avantages économiques connexes mentionnés ci-dessus

³ Décision MH-1-2006, page 54.

⁴ Décision MH-1-2006, pages 56 et 61.

⁵ Décision MH-1-2006, Section 4.3.3, « Remplacement de la capacité », pages 53 à 58.

⁶ Décision MH-1-2006, pages 61 et 62.

- créera moins de perturbation que s'il s'agissait d'un projet entièrement nouveau, dont l'échéancier de construction s'échelonne sur une plus longue période
- permettra à Énergie Est de mieux gérer les coûts de construction compte tenu des fluctuations des prix des biens et des services
- Viabilité économique améliorée – L'adaptation des installations existantes améliore la viabilité économique du Projet en réduisant la quantité, et par conséquent, le coût en capital, de nouvelles conduites. En raison du coût en capital moins élevé, le Projet peut offrir à ses expéditeurs de pétrole des tarifs plus concurrentiels. De plus, l'utilisation des pipelines en place réduit les risques liés à la hausse des prix de l'acier, permettant ainsi à Énergie Est de mieux gérer ses coûts.
- Réduction de l'empreinte environnementale – Comparativement à un projet entièrement nouveau, l'adaptation des installations existantes réduira grandement la nécessité d'obtenir de nouvelles emprises et réduira les troubles de jouissance, diminuant par le fait même les risques que le Projet entraîne de nouveaux effets environnementaux défavorables potentiels. Environ 70 % du pipeline proposé d'Énergie Est est déjà enfoui et plus de la moitié de la nouvelle construction suivra le tracé de réseaux pipeliniers existants ou d'autres emprises de services publics le long du tracé.

8.3 AVANTAGES ÉCONOMIQUES

Il est estimé que la cession d'actifs et le PRPE procureront des avantages nets de plus de 900 M\$ pour les expéditeurs de la canalisation principale, desquels environ 500 M\$ iront aux expéditeurs du triangle de l'Est, en fonction de la valeur actualisée nette, comme il est décrit dans la Section 4 du présent Volume. Par conséquent, le Projet, la cession d'actifs et le PRPE placent les expéditeurs de la canalisation principale dans une position plus avantageuse, constituant ainsi une mesure qui est dans l'intérêt public.

Les preuves présentées par TransCanada et Énergie Est dans la présente demande justifient pleinement la conclusion par l'Office que l'approbation de la cession, de TransCanada à Énergie Est, des installations faisant l'objet de la conversion est dans l'intérêt public canadien, et qu'il continuera à être dans l'intérêt public d'exploiter les installations cédées pour le transport du pétrole.

La contribution considérable que procurera la mise en œuvre du Projet à l'intérêt public canadien compense amplement les effets entièrement équitables et relativement modestes sur les expéditeurs de la canalisation principale. Le rapport de Concentric, qui analyse les rapports du Conference Board et de IHS, vient à la conclusion que la Demande (art. 52 et art. 74) répond et satisfait entièrement aux

normes établies par l'Office pour évaluer la faisabilité économique et financière d'un projet proposé et que le Projet est tout à fait conforme aux préférences du marché pour une nouvelle structure axée sur le marché relativement au service sur Énergie Est et sur les oléoducs en général.

Concentric conclut que la cession des installations faisant l'objet de la conversion en vue de les réaffecter au transport pétrolier représente une utilisation accrue et améliorée des installations du réseau principal dont la capacité n'est pas entièrement souscrite par des contrats de service garanti. En effet, sans cette cession, le Projet ne serait plus rentable et l'accès aux nouveaux marchés pétroliers serait restreint, rendant le marché inefficace et provoquant la perte potentielle de milliards de dollars de profits pour les producteurs, les gouvernements provinciaux et le public canadien.

Dans son rapport sur le Projet Énergie Est présenté dans le Volume 1, M. Priddle conclut que la cession d'actifs, essentielle au Projet, est dans l'intérêt public puisqu'elle améliore le bien-être de la communauté qui est, dans ce cas-ci, la nation. Selon lui, la canalisation principale est une ressource nationale privée de valeur, créée pour des objectifs stratégiques nationaux, qui voit son utilisation subir les effets défavorables des changements continus des débits de gaz continentaux, et pour lequel l'adaptation vers le transport du pétrole permettra une utilisation accrue et meilleure du transport de pétrole qui résulte de la demande du marché. Les installations faisant l'objet de la conversion ne peuvent rester inutilement captives de l'environnement commercial de plus en plus difficile dans lequel se trouve la canalisation principale.

Collectivement, les preuves fournies par ce groupe d'experts indépendants démontrent que réaliser le Projet par l'entremise de la cession d'actifs tout en continuant à répondre aux obligations de service garanti en matière de gaz, grâce à l'ajout limité d'installations gazières selon ce qui est proposé par le PRPE, est dans l'intérêt public.

8.4 CAPACITÉ DISCRÉTIONNAIRE DE TRANSPORT DE GAZ

Une évaluation de l'intérêt public dans le contexte de l'adaptation des actifs de la canalisation principale en vue du transport du pétrole brut pourrait en venir à la conclusion qu'une telle adaptation est dans l'intérêt public même si la cession des installations réduisait la capacité de la canalisation principale de répondre à toutes les demandes potentielles de transport de gaz pour toutes les catégories de service de transport de gaz. La transition des infrastructures vers une utilisation accrue et améliorée pourrait réduire l'utilité globale des infrastructures restantes ou de remplacement pour ceux qui bénéficiaient de leur ancien usage moins bénéfique. Inhérent à l'adoption d'une norme de réglementation qui donne la priorité à l'intérêt public en général par rapport à l'intérêt de groupes particuliers, est le rejet d'une norme qui assure l'« absence de préjudice » à un groupe d'intérêt particulier.

8.4.1 Utilisation du réseau

Historiquement, la capacité du réseau principal s'est développée afin de servir presque exclusivement aux demandes de transport garanti de longue distance. Une partie de cette capacité n'est pas entièrement souscrite par contrat de service garanti puisque les expéditeurs ont remplacé, pour desservir leurs marchés, le transport de longue distance par du transport de courte distance. Les expéditeurs sont également de plus en plus habitués à avoir recours à des services discrétionnaires pour desservir des marchés garantis et le font au moyen d'installations qui ont initialement été construites pour des contrats à long terme.

TransCanada n'a jamais construit d'installations pour fournir des services discrétionnaires et ne connaît aucun transporteur pipelinier contractuel nord-américain qui l'ait fait. La capacité destinée aux services discrétionnaires est créée en tant que sous-produit temporel de la capacité destinée aux services garantis — elle existe parce qu'une capacité de transport pipelinier doit être conçue pour les livraisons garanties et ne diminue pas lorsque la demande fluctue en fonction des facteurs saisonniers et climatiques au cours d'une année. De plus, il arrive parfois que l'augmentation de la capacité se produise en raison de l'ampleur d'un projet⁷, qui ne correspond pas nécessairement à la demande de contrat garanti de tous les points du réseau.

Les gazoducs comme celui de la canalisation principale utilisent cette capacité « accessoire » pour fournir des services discrétionnaires lorsque la capacité n'est pas requise pour répondre aux besoins en service garanti. Les expéditeurs de service garanti tirent avantage de la revente de la capacité puisque les revenus générés par les services discrétionnaires servent à réduire les droits pour le service garanti. La fourniture de services discrétionnaires est une façon de tirer profit d'une situation sous-optimale (des infrastructures fixes au service d'une demande variable) en atténuant les coûts relatifs à une infrastructure conçue pour des charges de pointe garanties.

Bien que la revente de la capacité existante non nécessaire au service garanti soit tout à fait souhaitable, il serait illogique de créer ou de maintenir de la capacité additionnelle qui entraîne des coûts pendant toute l'année afin qu'un expéditeur qui veut se prévaloir de cette capacité sur une base discrétionnaire puisse l'utiliser uniquement lorsqu'il est avantageux pour lui de le faire.

La construction du PRPE permettra à TransCanada de continuer à répondre à ses besoins en service garanti dans la zone touchée à la suite de la cession d'actifs. Cependant, TransCanada comprend que certaines parties s'opposent à la cession du

⁷ Consulter les Motifs de décision GH-3-97 de l'Office national de l'énergie *Alliance Pipeline Ltd., au nom de Alliance Pipeline Limited Partnership, Installations, droits et tarifs*, page 38.

raccourci de North Bay parce qu'elle entraînerait une réduction du niveau de capacité discrétionnaire qui profitait à certains expéditeurs de gaz ces dernières années.

Par conséquent, l'Office doit se demander si l'intérêt public est servi en demandant à TransCanada de conserver des installations en place ou d'investir dans de nouvelles installations pour créer une capacité non souscrite qui permettrait à certains utilisateurs de gaz de conserver, en partie ou en totalité, leur accès actuel aux services discrétionnaires sur une base saisonnière.

8.4.2 Précédents de l'Office

La question qui se pose est de savoir si les propositions dans la présente demande permettent d'atteindre un équilibre en protégeant les intérêts légitimes (garantis) des expéditeurs de gaz de la canalisation principale pendant et après la cession des installations faisant l'objet de la conversion, tout en acceptant que le développement d'Énergie Est puisse signifier la fin du temps (non planifié à cette fin) où la capacité était disponible en abondance pour les services discrétionnaires et les services à court terme.

Dans la décision MH-1-2006, l'Office a conclu que le maintien de la capacité excédentaire non souscrite n'était pas dans l'intérêt public. En évaluant les répercussions de la cession des installations faisant l'objet de la conversion sur l'utilisation potentielle future de la canalisation principale pour desservir les marchés gaziers, l'Office a établi que la norme de réglementation à considérer était l'incidence de la cession sur la demande de service de transport garanti sur la canalisation principale. La capacité de la canalisation principale de répondre aux demandes de service de transport garanti après la cession démontre que tous les expéditeurs de gaz potentiels ont accès à la capacité de la canalisation principale s'ils sont prêts à y souscrire sur une base garantie.

Plus précisément, dans MH-1-2006, lorsque l'Office a établi que l'intérêt public constituait la norme de réglementation à appliquer à une demande de transfert, il a statué que, lorsqu'une décision est prise à cet égard, l'Office doit prendre en considération tous les facteurs qui se rapportent à l'intérêt public, ce qui comprend, sans s'y limiter, les intérêts des expéditeurs, des producteurs et des consommateurs de gaz et de pétrole⁸. L'Office a conclu de plus que le critère pertinent pour déterminer la capacité restante adéquate dans la canalisation principale — une question essentielle permettant de décider 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*⁹. L'Office a statué que de maintenir une

⁸ Décision MH-1-2006, page 61.

⁹ Décision MH-1-2006, page 54.

capacité pour des besoins de pointe auxquels les expéditeurs n'ont pas voulu souscrire constituerait une utilisation inefficace, voire un gaspillage, des ressources¹⁰.

Dans la même décision, l'Office a conclu qu'il serait dans l'intérêt public de permettre un autre usage productif aux biens qui sont sous-utilisés¹¹.

Les pratiques contractuelles ont été longuement analysées dans le cadre de l'instance RH-003-2011 sur la restructuration du réseau principal (appelé aux présentes « canalisation principale »). Dans la décision RH-003-2011, l'Office a soutenu que les parties qui nécessitent une capacité devraient être tenues d'y souscrire sur une base annuelle. Plus précisément, l'Office a jugé qu'il est juste et raisonnable que les expéditeurs qui doivent avoir un accès garanti au réseau principal pendant l'année paient la totalité des coûts annuels liés à la capacité dont ils ont besoin¹².

L'Office a également souscrit, encore une fois, au concept voulant qu'il n'y ait pas de droits acquis — les coûts et les avantages d'un expéditeur ne se prolongent pas au-delà de l'échéance du contrat à l'origine de la demande de service et de la prestation de ce service¹³.

La loi, les précédents de l'ONÉ et la pratique appuient la position selon laquelle les clients de la canalisation principale n'ont acquis aucun droit qui obligerait la canalisation principale à maintenir un excédent de capacité pour lequel les parties ont refusé de souscrire. De même, en tant que transporteur contractuel, TransCanada n'est pas tenu de maintenir la disponibilité de capacité qui ne fait pas l'objet d'obligations de service garanti. Le caractère fortuit des non-renouvellements ne donne pas aux expéditeurs de la canalisation principale le droit à une disponibilité continue de quelque niveau que ce soit de capacité à des fins de services discrétionnaires.

Il est dans l'intérêt public que ceux qui ont besoin d'une capacité de transport chaque jour de l'année soient tenus de souscrire à des contrats de service garanti en fonction de la capacité voulue. Il n'est pas dans l'intérêt public de maintenir une capacité excédentaire ou d'exiger que TransCanada investisse dans des installations pour créer une telle capacité. TransCanada croit que les « demandes de service garanti » pertinentes sont celles qui concernent le service garanti à long terme, qui lui donnent ainsi la possibilité de récupérer son investissement.

Par conséquent, TransCanada maintiendra une capacité existante suffisante et ajoutera une nouvelle capacité de remplacement de sorte que la canalisation principale puisse desservir tous les besoins de service garanti qui lui incombent après la cession d'actifs. Cela signifie cependant que les expéditeurs de gaz sur la canalisation

¹⁰ Décision MH-1-2006, pages 56 et 61.

¹¹ Décision MH-1-2006, page 65.

¹² Décision RH-003-2011, page 143.

¹³ Décision RH-003-2011, page 2.

principale auront un accès saisonnier et à court terme réduit à la capacité non souscrite existante de la canalisation principale.

8.5 PRIX DE CESSION ET INTÉRÊT PUBLIC

Selon le principe prévu à la réglementation de l'ONÉ, les cessions entre compagnies appartenant au même groupe devraient s'effectuer selon la valeur comptable nette. Ce principe fait écho au concept d'établissement des droits à partir du coût d'origine. Le pouvoir d'exemption discrétionnaire dans la réglementation reflète quant à lui la reconnaissance législative que des circonstances réglementaires ou commerciales peuvent justifier une dérogation à la méthode comptable habituellement applicable aux circonstances normales.

Plus précisément, les règlements de normalisation de la comptabilité des gazoducs et des oléoducs de l'ONÉ prévoient que lorsque des installations sont achetées d'une compagnie appartenant au même groupe, le coût original de ces installations et la dépréciation accumulée sont inscrits aux comptes de la compagnie acheteuse à moins qu'une exemption permettant d'agir autrement ait été accordée (Énergie Est et TransCanada sont des sociétés appartenant au même groupe, toutes deux assujetties aux règlements sur la comptabilité de l'ONÉ).

Le principe d'établissement des droits en fonction du coût original prévoit que les clients des services publics sont tenus de payer une compensation au service public en fonction du coût original de l'investissement total relatif aux installations construites et acquises, moins la dépréciation, mais sans plus.

La méthode d'établissement des droits en fonction du coût original prévoit qu'un changement de propriété des actifs réglementés ne doit pas faire en sorte que le client paie « deux fois » pour les mêmes actifs d'un service réglementé, du fait que l'acheteur payerait une prime par rapport à la VCN et chercherait à faire établir les taux de manière à recouvrer cette prime¹⁴. Lorsque des actifs sont transférés d'une entité réglementée à une autre, la préoccupation n'est pas de savoir si la valeur cédée est détournée des clients, elle est plutôt de savoir si l'apport de l'actif à la base tarifaire réglementée est comptabilisé de manière appropriée et de s'assurer qu'un groupe de clients n'est pas favorisé aux dépens d'un autre¹⁵.

Le cas Keystone MH-1-2006 est un exemple de transfert à la VCN entre sociétés appartenant au même groupe où l'Office a approuvé la VCN comme prix de transfert approprié pour les installations vendues par TransCanada à Keystone afin de les

¹⁴ Paul J. Garfield et Wallace F. Lovejoy, *Public Utility Economics*, New Jersey, Prentice-Hall Inc., 1964, page 91. (en anglais seulement)

¹⁵ Alberta Energy and Utilities Board, *Decision 2003-040, ATCO Group Affiliate Transactions and Code of Conduct Proceeding, Part B: Code of Conduct*, 22 mai 2003, page 81. (en anglais seulement)

convertir du transport de gaz au transport de pétrole. Bien que le prix de transfert à la VCN n'ait pas fait l'objet de contestation, l'ONÉ l'a considéré comme approprié étant donné qu'il était conforme aux pratiques et aux principes existants, en plus d'être conforme au RNCG et au RNCO¹⁶.

Il y a des exceptions à l'application du concept d'établissement des droits en fonction du coût original et aux transferts à la VCN. De telles exceptions ont été reconnues lorsque, par exemple, il survenait un changement de service lié au transfert d'installations ou lorsqu'il était établi, au vu des circonstances, qu'un prix autre que la VCN était dans l'intérêt public¹⁷.

Le cas de Enbridge Southern Lights est un exemple de précédent de l'ONÉ en matière d'approbation de transfert entre sociétés appartenant au même groupe à une valeur plus élevée que la VCN, où l'ONÉ a accordé une exemption des dispositions relatives à la VCN du RNCO, conformément au paragraphe 129 (1.1) de la Loi sur l'ONÉ. Cette affaire portait sur un projet de pipeline de transport de diluant et un projet de remplacement de capacité. Enbridge cherchait à faire approuver 1) le transfert, entre sociétés appartenant au même groupe, d'une ligne de transport de pétrole brut vers le sud (canalisation 13) dont le flux devait être inversé pour le transport de diluant vers le nord, et 2) le remplacement de la capacité de la canalisation 13. Le prix de transfert tenait compte des coûts de construction du projet de remplacement de capacité et des coûts relatifs au retrait du contenu de la canalisation 13.

Dans le cas présent, Énergie Est et TransCanada ont convenu du prix de cession et celui-ci représente un prix juste et raisonnable dans les circonstances. L'affectation proposée du prix de cession est équitable, à la fois pour les expéditeurs de gaz de la canalisation principale que pour les expéditeurs de pétrole d'Énergie Est.

Comme il est décrit en détails à la Section 4 du présent Volume, la cession des installations faisant l'objet de la conversion, pour environ 1,5 G\$ et l'affectation de la prime d'acquisition à la base tarifaire du triangle de l'Est génèrent des avantages économiques pour l'ensemble des expéditeurs de la canalisation principale et de façon plus circonscrite, pour les expéditeurs du triangle de l'Est.

L'appel de soumissions d'Énergie Est était fondé sur des droits qui tenaient compte de la valeur comptable nette des installations faisant l'objet de la conversion devant être incluses dans la base tarifaire d'Énergie Est. Par la suite, les expéditeurs de pétrole d'Énergie Est ont accepté la prime d'acquisition.

Bien que les expéditeurs d'Énergie Est aient accepté l'inclusion de la totalité du prix d'acquisition approximatif de 1,5 G\$ dans la base tarifaire d'Énergie Est, ils l'ont fait

¹⁶ Décision MH-1-2006, Chapitre 5 : Transfert à la valeur comptable nette, pages 59 et 60.

¹⁷ Motifs de décision de l'Office national de l'énergie, *Enbridge Southern Lights GP au nom d'Enbridge Southern Lights LP et Enbridge Pipelines Inc.*, OH-3-2007, pages 46 et 47.

tout en sachant que cette dernière n'inclurait pas, aux fins du calcul des droits, 250 M\$ de la prime d'acquisition. Par conséquent, les expéditeurs d'Énergie Est ont assumé la responsabilité des coûts pour 250 M\$ de la prime d'acquisition alors qu'Énergie Est a assumé le risque lié au recouvrement ultime des 250 M\$ restants.

Les volumes souscrits établissent la viabilité commerciale du Projet Énergie Est, laissant de la capacité disponible aux expéditeurs de service non souscrit, conformément aux exigences applicables aux transporteurs. Un prix de cession plus élevé et les droits plus élevés qui en découlent pourraient mettre en péril les engagements contractuels qui constituent le fondement de la viabilité commerciale du Projet et, ultimement, compromettre les délais de mise en œuvre du Projet.

Une cession au prix de cession est dans l'intérêt général à la fois du secteur gazier et du secteur pétrolier de l'industrie énergétique. La cession entraînera, au final, une utilisation économiquement efficiente d'un actif déprécié existant. Un tel résultat est dans l'intérêt public canadien.

8.6 CONCLUSION SUR L'INTÉRÊT PUBLIC

La norme relative à l'intérêt public exige que l'on tienne compte de nombreux et divers facteurs à propos desquels les opinions peuvent diverger. Le défi, pour en arriver à une décision qui est dans l'intérêt public est, somme toute, de trouver le juste équilibre.

Afin de décider si la cession d'actifs est dans l'intérêt public, l'Office doit tenir compte de l'objectif poursuivi — la réalisation du Projet Énergie Est — et de l'engagement de TransCanada de répondre, après la cession, à ses obligations de service garanti par la construction du PRPE.

Les preuves démontrent que la cession d'actifs est essentielle si les infrastructures nécessaires de façon pressante servant à distribuer le pétrole canadien à divers marchés de l'est du Canada et de l'extérieur sont fournies rapidement et d'une manière économiquement viable et environnementalement responsable. La cession d'actifs est le pont qui permettra de réunir les avantages que procureront le Projet et le PRPE.

Ces avantages réunis l'emportent sur les fardeaux ou les incidences potentiels. Conclure que la cession d'actifs, dans ce contexte, est dans l'intérêt public canadien établit un juste équilibre. Par conséquent, l'Office devrait lui donner son approbation.