

Modification annexe Vol 1-11

Convention de cession entre TransCanada et Énergie Est Convention modificatrice (Pièce-jointe: Modalités des «SDL»)

PREMIÈRE CONVENTION MODIFICATRICE

La présente CONVENTION (la « **Première convention modificatrice** ») prend effet le • 2015 (la « **Date d'entrée en vigueur** »).

ENTRE :

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED, société constituée en vertu des lois du Canada (« **TCPL** »)

- et -

OLÉODUC ÉNERGIE EST LTÉE, société constituée en vertu des lois du Canada, à titre de commandité au nom de **ENERGY EAST PIPELINE LIMITED PARTNERSHIP**, société en commandite constituée en vertu des lois de l'Alberta (« **Énergie Est** »).

ATTENDU QUE TCPL et Énergie Est sont parties à la Convention de cession datée du 17 septembre 2014 (la « **Convention de cession** »);

ET ATTENDU QUE TCPL et Énergie Est ont convenu de modifier la Convention de cession comme il est prévu dans la présente Première convention modificatrice.

CLAUSE 1

INTÉGRATION, DÉFINITIONS ET DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR

- 1.1 La présente Première convention modificatrice et les dispositions des présentes s'ajoutent à la Convention de cession, et elles feront partie de la Convention de cession et produiront le même effet que si elles avaient été intégrées à celle-ci.
- 1.2 Sauf s'ils ont été définis autrement dans la présente Première convention modificatrice, tous les termes définis contenus dans la présente Première convention modificatrice qui sont définis dans la Convention de cession ont, à toutes fins aux présentes, le sens qui leur est donné dans la Convention de cession, à moins d'une indication ou d'une exigence contraire en contexte.

CLAUSE 2

MODIFICATIONS DE LA CONVENTION DE CESSION

- 2.1 L'**Article 1.1** de la Convention de cession est modifié par :
 - a) l'ajout des définitions suivantes dans l'ordre alphabétique correspondant :

« **Prime d'acquisition** » est la somme de deux composantes, soit :

 - (i) la Contribution à l'avantage financier;
 - (ii) dans la mesure où les Coûts de développement du réseau principal de l'Est dépassent 2,1 G\$, le montant de cet excédent,

ou les sommes par ailleurs approuvées dans le cadre des Approbations réglementaires.

« **Rajustements de la Prime d'acquisition** » a le sens qui lui est donné au paragraphe 5 de l'Annexe C.

« **Demande relative au projet du réseau principal de l'Est** » désigne la demande dans le cadre du dossier de l'ONÉ OF-Fac-Gas-T211-2014-0102, en sa version complétée, modifiée ou remplacée par TCPL à son appréciation exclusive.

« **Contribution à l'avantage financier** » a le sens qui lui est donné dans la Convention de règlement. Pour plus de certitude, la Contribution à l'avantage financier aux termes de la présente Convention correspondra à la « contribution à l'avantage financier » établie conformément aux conditions de la Convention de règlement, ou approuvée par ailleurs dans le cadre des Approbations réglementaires.

« **Réseau de la canalisation principale** » désigne le réseau de gazoducs s'étendant d'un point près de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan, où les installations de TCPL se raccordent aux installations de NOVA Gas Transmission Ltd. en direction est, jusqu'à la province de Québec, et dont des branchements s'étendent vers divers points de la frontière internationale; ce réseau comprend les contrats de transport garanti sur d'autres pipelines comme Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership, Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc., Union Gas Limited et Enbridge Gas Distribution Inc.

« **Convention de règlement** » désigne la convention de règlement concernant les projets Énergie Est et Réseau Principal de l'Est datée du 30 octobre 2015 entre TCPL, Société en commandite Gaz Métro, Enbridge Gas Distribution Inc. et Union Gas Limited, dont une copie est jointe à la Convention à l'Annexe D.';

- b) la suppression de la définition de « Montant de cession de base » dans sa totalité et son remplacement par ce qui suit :

« **Montant de cession de base** » désigne la somme de ce qui suit :

- a) la valeur comptable nette des Installations du réseau principal de l'Ouest à la date pertinente, laquelle, au 31 décembre 2013, se chiffrait à 758 936 218 \$ (avant les rajustements conformément à la présente Convention, y compris l'Annexe C);
- b) la valeur comptable nette des Installations du triangle de l'Est à la date pertinente, laquelle, au 31 décembre 2013, se chiffrait à 409 727 010 \$ (avant les rajustements conformément à la présente Convention, y compris l'Annexe C).';
- c) la suppression de l'expression « 31 mars 2016 » dans la définition de « Date de clôture » et son remplacement par « 29 mars 2018 »;
- d) la suppression de l'expression « 31 mars 2017 » dans la définition de « Date de clôture » et son remplacement par « 29 mars 2019 »;

- e) l'ajout du passage « , notamment les coûts liés aux travaux d'ingénierie, à la conception, à la construction et à la conformité réglementaire, les coûts des matières, la provision pour fonds utilisés durant la construction (au sens donné à « *Allowance for Funds Used During Construction* » dans le document intitulé *Mainline Gas Transportation Tariff* (Tarif de transport de gaz du Réseau principal) de TCPL, en sa version modifiée à l'occasion) et les coûts de remise en état et de surveillance postérieurs à la construction, ou les coûts relatifs à ces activités » avant le point dans la définition de « Coûts de développement du réseau principal de l'Est »;
- f) la suppression de la définition de « Projet du réseau principal de l'Est » dans sa totalité et son remplacement par ce qui suit :

‘« **Projet du réseau principal de l'Est** » désigne les nouvelles installations que TCPL a proposé de construire le long de la ligne de Montréal de la canalisation principale entre la ville de Markham et l'agglomération d'Iroquois, comme il est décrit plus en détail dans la Demande relative au projet du réseau principal de l'Est.’

- g) la suppression de la définition de « Coûts liés à l'annulation du RPE » dans sa totalité et son remplacement par ce qui suit :

‘« **Coûts liés à l'annulation du RPE** » désigne l'ensemble des Coûts de développement du réseau principal de l'Est que TCPL a engagés, ou à l'égard desquels elle s'est engagée, jusqu'à la date du Cas d'annulation, moins les sommes recouvrées ou recouvrables par TCPL auprès de tiers, quelle qu'en soit la raison, à titre de paiement d'une partie des Coûts de développement du réseau principal de l'Est.’

- h) la suppression de la définition de « Paiement de la prime » dans sa totalité;
- i) la suppression du chiffre « 37 » dans la définition d'« Installation de raccordements »;
- j) la suppression de la définition de « Montant de cession » dans sa totalité et son remplacement par ce qui suit :

‘« **Montant de cession** » désigne la somme de ce qui suit :

- a) le Montant de cession de base après tout rajustement aux termes de la présente Convention, y compris l'Annexe C;
- b) la Prime d'acquisition après tout rajustement aux termes de la présente Convention, y compris l'Annexe C.’

- 2.2 L'**Article 1.4** de la Convention de cession est modifié par sa suppression en totalité et son remplacement par ce qui suit :

‘1.4 Annexes

Les annexes de la présente Convention qui figurent ci-après font partie intégrante de celle-ci :

Annexe	Description
A	Actifs cédés Partie I – Pipeline Partie II – Installations pipelinières Partie III – Emprise du Pipeline
B	Grèvements autorisés
C	Rajustements du Montant de cession
D	Convention de règlement.’

2.3 L’**Article 3.1** de la Convention de cession est modifié par l’ajout du passage « , sous réserve de tout rajustement subséquent conformément à l’Article 3.2 et à l’Annexe C » après les mots « Moment de clôture » dans le préambule.

2.4 L’**Article 3.1c)** de la Convention de cession est modifié par la suppression de l’expression « le Paiement de la prime » et son remplacement par « la Prime d’acquisition ».

2.5 L’**Article 3.1c)** de la Convention de cession est modifié par l’ajout du passage « , selon une estimation de la Prime d’acquisition fondée sur les renseignements disponibles au Moment de clôture applicable, sous réserve de tout rajustement subséquent conformément à l’Annexe C » après les mots « Actifs cédés ».

2.6 L’**Article 3.2** de la Convention de cession est modifié par l’ajout, après le point, de la phrase « La Prime d’acquisition doit être rajustée de la manière décrite à l’Annexe C, et être rajustée après la Date de clôture relativement à la cession de la dernière partie des Actifs cédés de la manière décrite au paragraphe 5 de l’Annexe C. ».

2.7 L’**Article 4.1** de la Convention de cession est modifié par l’ajout d’un nouveau paragraphe comme suit :

‘c.1) **Convention de règlement** : Les Approbations réglementaires envisagées à l’Article 2.1a)(i), dans la mesure où ces demandes se rapportent à la mise en œuvre par TCPL des conditions de la Convention de règlement (notamment la Contribution à l’avantage financier), doivent être obtenues au plus tard au Moment de clôture pertinent et être jugées, quant à leur forme et à leur fond, ainsi qu’à leurs conditions, satisfaisantes par TCPL à son appréciation exclusive.’

2.8 L’**Article 4.2** de la Convention de cession est modifié par l’ajout d’un nouveau paragraphe comme suit :

‘c.1) **Convention de règlement** : Les Approbations réglementaires envisagées à l’Article 2.1a)(i), dans la mesure où ces demandes se rapportent à la mise en œuvre par TCPL des conditions de la Convention de règlement (notamment la Contribution à l’avantage financier), doivent être obtenues au plus tard au Moment de clôture pertinent et être jugées, quant à leur forme et à leur fond, ainsi qu’à leurs conditions, satisfaisantes par Énergie Est à son appréciation exclusive.’

- 2.9 L'**Article 4.4** de la Convention de cession est modifié par la suppression de l'expression « paragraphe 5 » et son remplacement par « paragraphe 6 », et par la suppression de l'expression « paragraphe 6 » et son remplacement par l'expression « paragraphe 7 ».
- 2.10 L'**Article 8.1b(ii)** de la Convention de cession est modifié par la suppression de l'expression « 31 décembre 2017 » et son remplacement par « 31 décembre 2019 », et par la suppression de l'expression « 31 décembre 2019 » et son remplacement par l'expression « 31 décembre 2020 ».
- 2.11 La **Partie III de l'Annexe A, intitulée « Emprise du Pipeline »**, de la Convention de cession est modifiée par la suppression de la dernière phrase du paragraphe d'introduction et son remplacement par ce qui suit : « Il est prévu que la partie identifiée de l'emprise décrite ci-après, ou l'intérêt bénéficiaire dans celle-ci, inclus dans l'Emprise du pipeline correspondra à une fourchette d'environ 33 % à 100 % de l'emprise indiquée ci-après. ».
- 2.12 L'**Annexe C** de la Convention de cession est supprimée dans sa totalité et remplacée par une nouvelle Annexe C-1 qui est jointe à la présente Première convention modificatrice.
- 2.13 L'**Annexe D** qui est jointe à la présente Première convention modificatrice est ajoutée à la Convention de cession.
- 2.14 La **table des matières** de la Convention de cession est supprimée dans sa totalité et remplacée par une nouvelle table des matières qui est jointe à la présente Première convention modificatrice à l'Appendice A.

CLAUSE 3

DISPOSITIONS DIVERSES

- 3.1 La présente Première convention modificatrice remplace l'ensemble des négociations, des discussions et des engagements entre les parties relativement à l'objet des présentes.
- 3.2 Sauf en cas de modification expresse dans la présente Première convention modificatrice, la Convention de cession signée et transmise jusqu'en date des présentes conserve pleine vigueur et plein effet et est par la présente ratifiée et confirmée.
- 3.3 La présente Première convention modificatrice peut être signée par les parties sur des exemplaires distincts dont chacun, ainsi signé et transmis, constitue un original, mais tous ces exemplaires constituent ensemble un seul et même document.

EN FOI DE QUOI, les parties ont signé en bonne et due forme la présente Première convention modificatrice avec prise d'effet à la Date d'entrée en vigueur.

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED

OLÉODUC ÉNERGIE EST LTÉE, à titre de
commandité au nom de **ENERGY EAST
PIPELINE LIMITED PARTNERSHIP**

Par :

Nom :

Titre :

Par :

Nom :

Titre :

Par :

Nom :

Titre :

Par :

Nom :

Titre :

ANNEXE C-1
RAJUSTEMENTS DU MONTANT DE CESSION

Montant de cession de base :

1. Rajustements du capital

Tous les rajustements du capital à l'égard du Montant de cession de base (les « Rajustements du capital ») doivent être effectués conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis approuvés ou recommandés par le Financial Accounting Standards Board ou son remplaçant, en leur version modifiée à l'occasion (les « **PCGR** »), de sorte que :

- a) l'ensemble des dépenses supplémentaires ou autres de la nature d'une immobilisation se rapportant à la partie applicable des Installations pipelinières attribuables à la période entre le 31 décembre 2013 et la Date de clôture applicable, notamment les coûts associés à l'Installation de raccords et à tout équipement de raclage, augmentent le Montant de cession de base;
- b) l'ensemble des réductions supplémentaires ou autres de la nature d'une immobilisation, y compris l'amortissement, se rapportant à la partie applicable des Installations pipelinières attribuables à la période entre le 31 décembre 2013 et la Date de clôture applicable diminuent le Montant de cession de base.

2. Rajustements pécuniaires

Tous les rajustements pécuniaires à l'égard du Montant de cession de base (les « **Rajustements pécuniaires** ») doivent être effectués conformément aux PCGR et répartis entre les Parties à la Date de clôture applicable, sous réserve :

- a) que les dépôts, les sûretés ou les cautionnements de bonne exécution, les lettres de crédit ou les effets similaires effectués ou accordés par TCPL relativement aux activités actuelles ou futures en ce qui a trait à la partie des Actifs cédés applicable à cette Date de clôture soient retournés à TCPL et remplacés par Énergie Est ou crédités à TCPL, au besoin;
- b) que les coûts et les dépenses se rapportant au travail effectué, aux services rendus et aux biens fournis soient réputés s'accumuler aux fins du présent paragraphe 2 lorsque le travail est effectué ou que les biens ou services sont fournis, peu importe le moment où ces coûts et dépenses deviennent payables;
- c) que les loyers, les taxes foncières et les paiements et cotisations similaires soient répartis sur une base quotidienne, qu'ils soient payés avant ou après la Date de clôture applicable;
- d) qu'Énergie Est rembourse à TCPL l'ensemble des coûts et des dépenses payés ou engagés par TCPL afin d'isoler, de découper et de munir de capuchons les Installations pipelinières comme il est décrit à l'Article 8.1 de la Convention, y compris le coût se rapportant à ce qui suit :
 - (i) le remboursement à TCPL du gaz évacué à un prix correspondant à la somme (1) du prix du gaz naturel intra-albertain moyen pondéré AECO/NGX, et (2) du prix quotidien FT-D du réseau de l'Alberta moyen, pour la période

de 5 Jours ouvrables avant la date à laquelle TCPL fournit la facture à Énergie Est;

- (ii) le débranchement et le rebranchement des stations de comptage requises, sauf l'Installation de raccordements;
- (iii) les Travaux d'intégrité.

3. Rajustements intermédiaires

Une comptabilisation intermédiaire des Rajustements du capital et des Rajustements pécuniaires devant être répartis entre les Parties aux termes de la présente Annexe C (collectivement, les « **Rajustements** ») doit être effectuée à chaque Clôture d'après les sommes réelles si elles sont connues et, si elles sont inconnues, d'après une estimation de ces sommes effectuée de bonne foi par TCPL. TCPL doit préparer et transmettre à Énergie Est une comptabilisation intermédiaire écrite de ces Rajustements :

- a) à l'égard des Rajustements pécuniaires, au moins 3 Jours ouvrables avant la Date de clôture applicable;
- b) à l'égard des Rajustements du capital, au moins 30 jours avant la Date de clôture applicable,

et doit rendre accessibles aux représentants d'Énergie Est tous les renseignements nécessaires pour que ceux-ci puissent comprendre et confirmer les calculs qui y figurent. TCPL et Énergie Est doivent collaborer afin de régler les montants des Rajustements devant être effectués sur une base intermédiaire et de s'entendre sur ceux-ci, et le Montant de cession de base doit être rajusté selon les sommes ainsi convenues.

4. Rajustements définitifs

Si le Montant de cession de base est rajusté conformément au paragraphe 3 ci-dessus d'après une estimation du montant des Rajustements, une nouvelle comptabilisation de ces Rajustements doit être effectuée entre TCPL et Énergie Est dans les 180 jours suivant la dernière Date de clôture. Par la suite, des Rajustements doivent être effectués au cas par cas dans les 30 jours après que le montant réel de ces Rajustements du capital et de ces Rajustements pécuniaires devient connu; sous réserve, toutefois, qu'aucune comptabilisation ne doit être effectuée aux termes du présent paragraphe 4 relativement aux Rajustements qui deviennent connus des Parties après l'expiration d'une période de 2 ans commençant à la dernière Date de clôture ou, s'ils sont découverts pendant cette période, qui ne sont pas communiqués à l'autre Partie avant l'expiration de cette période.

Prime d'acquisition :

5. Rajustements de la Prime d'acquisition

Une comptabilisation supplémentaire des rajustements devant être apportés à la Prime d'acquisition (les « **Rajustements de la Prime d'acquisition** ») doit être effectuée entre TCPL et Énergie Est dans les deux (2) mois après que TCPL a établi la Prime d'acquisition définitive, ce qui ne doit, dans aucun cas, se produire plus de 2 ans après la Date de clôture à l'égard de la cession de la dernière partie des Actifs cédés. TCPL et Énergie Est doivent collaborer afin de régler les montants des Rajustements de la Prime d'acquisition et de s'entendre sur ceux-ci, et la Prime d'acquisition doit être rajustée selon les sommes ainsi convenues.

Dispositions diverses :**6. Factures**

Énergie Est doit payer à TCPL, ou TCPL doit payer à Énergie Est, selon le cas, toute somme dont il est établi qu'elle est exigible ci-après conformément à la présente Convention, dans les quinze (15) jours suivant la réception d'une facture à l'égard de ces obligations. Si une Partie omet de payer une facture intégralement dans le délai exigé aux présentes, de l'intérêt s'accumulera sur la partie impayée à compter de la première date où ce paiement devient échu jusqu'à la date de paiement à un taux d'intérêt correspondant au taux d'intérêt préférentiel annuel de la Banque Canadienne Impériale de Commerce applicable aux prêts commerciaux en dollars canadiens à la première date où ce paiement devient échu, plus un (1) pour cent supplémentaire, et cet intérêt est exigible et payable immédiatement.

7. Droit d'audit

À condition que toutes les sommes facturées aux termes des présentes aient été payées, Énergie Est a le droit d'auditer, à ses frais, au plus tôt quinze (15) jours après que TCPL a reçu une demande écrite de la part d'Énergie Est, la documentation justificative de TCPL se rapportant aux Actifs cédés, aux Rajustements, à la Prime d'acquisition, aux Rajustements de la Prime d'acquisition et aux Coûts liés à l'annulation du RPE afin de vérifier l'exactitude de la facture en question. Les droits d'audit d'Énergie Est sont octroyés durant les heures de bureau normales. Les droits d'audit d'Énergie Est ne comprennent aucun droit de ventilation des taux de main-d'œuvre standards facturés par TCPL. Le nombre total d'audits pouvant être commencés pendant une année civile se limite à un. Toute demande d'audit d'Énergie Est doit être reçue par TCPL dans un délai de deux ans après la réception de la facture en question conformément au paragraphe 6 ci-dessus. TCPL reconnaît par la présente qu'Énergie Est peut communiquer des renseignements obtenus dans le cadre de un ou de plusieurs audits menés par Énergie Est aux termes du présent paragraphe 7 à des expéditeurs du réseau de l'Oléoduc Énergie Est conformément à des restrictions relatives à la confidentialité des audits essentiellement semblables à celles figurant dans le formulaire d'entente de services de transport fourni à TCPL à la Date d'entrée en vigueur.

ANNEXE D
CONVENTION DE RÉGLEMENT

(Voir pièce jointe)

CONVENTION DE RÈGLEMENT
CONCERNANT
LES PROJETS ÉNERGIE EST ET RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST

DATÉE du 30 octobre 2015

entre :

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED

- et -

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO

- et -

ENBRIDGE GAS DISTRIBUTION INC.

- et

UNION GAS LIMITED

TABLE DES MATIÈRES

Article 1 INTERPRÉTATION	5
1.1 Définitions.....	5
1.2 Interprétation générale	10
Article 2 Aperçu.....	10
2.1 Équilibre des intérêts et des compromis	10
2.2 Objectifs	11
Article 3 ENGAGEMENTS DES SDL ET DE TRANSCANADA.....	11
3.1 Engagements des SDL	11
3.2 Engagements de TransCanada	12
Article 4 AVANTAGES FINANCIERS POUR LES EXPÉDITEURS DE LA CANALISATION PRINCIPALE.....	14
4.1 Aucun risque lié au coût en capital	14
4.2 Avantage financier	15
4.3 Établissement du coût final du projet du Réseau Principal de l'Est	15
4.4 Comptes de rajustement.....	15
4.5 Droits.....	16
Article 5 APPROBATIONS RÉGLEMENTAIRES	16
5.1 Approbations requises.....	17
Article 6 DURÉE ET RÉSILIATION	17
6.1 Durée.....	17
6.2 Résiliation anticipée.....	18
Article 7 DISPOSITIONS DIVERSES	18
7.1 Aucun effet sur le règlement relatif aux droits de la canalisation principale.....	18
7.2 Annexe	18
7.3 Avis.....	19
7.4 Lois applicables	20
7.5 Conformité aux lois.....	20
7.6 Règlement des différends.....	20
7.7 Rigueur des délais	20

7.8	Entente intégrale liant les Parties	20
7.9	Renonciation	20
7.10	Application.....	21
7.11	Cession.....	21
7.12	Modifications	21
7.13	Maintien en vigueur	21
7.14	Signature	21

CONVENTION DE RÈGLEMENT
CONCERNANT
LES PROJETS ÉNERGIE EST ET RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST

LA PRÉSENTE CONVENTION est intervenue le 30 octobre 2015

ENTRE :

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED, société constituée sous le régime des lois du Canada (« **TransCanada** »)

- et -

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO, société en commandite constituée sous le régime des lois de la province de Québec (« **Gaz Métro** »)

- et -

ENBRIDGE GAS DISTRIBUTION INC., société constituée sous le régime des lois de la province d'Ontario (« **Enbridge** »)

- et -

UNION GAS LIMITED, société constituée sous le régime des lois de la province d'Ontario (« **Union** »)

PRÉAMBULE

ATTENDU QUE TransCanada est le propriétaire-exploitant d'un réseau de gazoducs s'étendant d'un point près de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan, où les installations de TransCanada se raccordent aux installations de NOVA Gas Transmission Ltd. en direction est, jusqu'à la province de Québec, et dont des branchements s'étendent vers divers points de la frontière internationale; ce réseau comprend les contrats de transport garanti sur d'autres pipelines utilisés par TransCanada afin d'offrir du service aux expéditeurs de la canalisation principale (« **TPT** ») comme Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership, Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc., le réseau d'Union et le réseau d'Enbridge (le « **réseau de la canalisation principale** »).

ATTENDU QUE Gaz Métro est le propriétaire-exploitant d'un réseau de distribution du gaz naturel dans la province de Québec (le « **réseau de Gaz Métro** »).

ATTENDU QUE Enbridge est le propriétaire-exploitant d'un réseau de transport et de distribution du gaz naturel dans la province d'Ontario (le « **réseau d'Enbridge** »).

ATTENDU QUE Union est le propriétaire-exploitant d'un réseau de transport et de distribution du gaz naturel dans la province d'Ontario (le « **réseau d'Union** »).

ATTENDU QUE les Parties sont également liées par une convention de règlement relative à la canalisation principale datée du 31 octobre 2013, en sa version modifiée par la suite (la « **convention de règlement relative à la canalisation principale** »).

ATTENDU QUE les Parties souhaitent conclure la présente convention afin de résoudre des questions relatives aux demandes de TransCanada visant la cession de certains actifs de la canalisation principale à Énergie Est et la construction du projet du Réseau Principal de l'Est ainsi que des installations relatives à l'appel de soumissions 2016 et des installations relatives à l'appel de soumissions 2017 conformément aux conditions énoncées dans les présentes.

PAR CONSÉQUENT, en contrepartie des prémisses et des engagements et accords énoncés dans les présentes, les Parties conviennent de ce qui suit.

ARTICLE 1 **INTERPRÉTATION**

1.1 Définitions

Les mots et expressions indiqués ci-après ont le sens qui leur est attribué respectivement ci-après. Les expressions clés qui ne sont pas définies dans la présente convention auront le sens qui leur est attribué dans le tarif.

- a) « **appel de soumissions 2016** » désigne l'appel de soumissions pour offrir de nouvelles capacités de service débutant le 1^{er} novembre 2016 demandé par les expéditeurs de la canalisation principale.
- b) « **installations relatives à l'appel de soumissions 2016** » désigne les installations requises pour satisfaire aux obligations de service découlant des CP signées relativement à l'appel de soumissions 2016, à l'exclusion expresse des installations du projet du Réseau Principal de l'Est.
- c) « **appel de soumissions 2017** » désigne l'appel de soumissions pour offrir de nouvelles capacités de service débutant le 1^{er} novembre 2017 demandé par les expéditeurs de la canalisation principale.
- d) « **installations relatives à l'appel de soumissions 2017** » désigne les installations requises pour satisfaire aux obligations de service découlant des CP signées relativement à l'appel de soumissions 2017, à l'exclusion expresse des installations du projet du Réseau Principal de l'Est.
- e) « **approbation requise acceptable** » a le sens qui lui est attribué au paragraphe 5.1.
- f) « **prime d'acquisition** » est la somme de deux composantes, soit :
 - (i) le montant de l'excédent par rapport à la VCN des actifs cédés à Énergie Est qui est requis pour générer l'avantage financier dans le triangle de l'Est (la « **contribution à l'avantage financier** »); et

- (ii) dans la mesure où les coûts du projet du Réseau Principal de l'Est dépassent 2,1 G\$, le montant de cet excédent.
- g) « **compte relatif à la prime d'acquisition** » ou « **CPA** » a le sens qui lui est attribué à l'alinéa 4.4a).
- h) « **Loi** » désigne la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et ses modifications.
- i) « **capacité supplémentaire** » a le sens qui lui est attribué au sous-alinéa 3.2b)(ii).
- j) « **PFUDC** » désigne la provision pour fonds utilisés durant la construction.
- k) « **zone touchée** » désigne la région géographique du triangle de l'Est composée de la ZLE d'Enbridge, de la ZLE d'Union, de la ZLE de GMi, de la ZLE de KPUC et des points d'exportation de Cornwall, d'East Hereford, d'Iroquois, de Napierville et de Philipsburg.
- l) « **convention** » désigne la présente convention de règlement concernant l'Oléoduc Énergie Est et le projet du Réseau Principal de l'Est et comprend le préambule et l'ensemble des annexes, des pièces, des appendices et des addendas joints aux présentes en leur version modifiée, mise à jour ou complétée à l'occasion.
- m) « **Demandes** » désigne, collectivement, la demande relative au projet Énergie Est, y compris la cession proposée des actifs cédés à Énergie Est telle qu'elle est envisagée dans celle-ci, et la demande relative au projet du Réseau Principal de l'Est.
- n) « **durée de l'avantage** » désigne la période allant de la date de clôture de la première cession des actifs cédés à Énergie Est jusqu'au 31 décembre 2050.
- o) « **différend** » a le sens qui lui est attribué au paragraphe 7.6.
- p) « **date de résiliation anticipée** » a le sens qui lui est attribué au paragraphe 6.2.
- q) « **projet du Réseau Principal de l'Est** » désigne les nouvelles installations que TransCanada a proposé de construire le long de la ligne de Montréal de la canalisation principale entre la ville de Markham et l'agglomération d'Iroquois, comme il est décrit plus en détail dans la demande relative au projet du Réseau Principal de l'Est.
- r) « **demande relative au projet du Réseau Principal de l'Est** » désigne la demande en instance à la date de prise d'effet de la présente convention dans le dossier de l'ONÉ OF-Fac-Gas-T211-2014-0102, en sa version complétée, modifiée ou remplacée par TransCanada à son gré.
- s) « **coûts du projet du Réseau Principal de l'Est** » a le sens qui lui est attribué à l'alinéa 4.3a).
- t) « **triangle de l'Est** » désigne la zone du réseau de la canalisation principale qui comprend toutes les installations existantes ou futures du réseau de la canalisation

principale, y compris les points de réception de St. Clair et de North Bay Junction de TransCanada et la zone à l'est de ceux-ci, et comprend en outre tout TPT qui offre un service sur la canalisation principale pour ces mêmes zones.

- u) « **compte de rajustement d'Énergie Est pour le triangle de l'Est** » ou « **CREETE** » a le sens qui lui est attribué à l'alinéa 4.4c).
- v) « **date de prise d'effet** » a le sens qui lui est attribué au paragraphe 6.1.
- w) « **Enbridge** » désigne Enbridge Gas Distribution Inc.
- x) « **réseau d'Enbridge** » a le sens qui lui est attribué au troisième point du préambule.
- y) « **Oléoduc Énergie Est** » désigne le projet d'Oléoduc Énergie Est visant à convertir, à construire et à exploiter un pipeline de 4 500 km pour le transport du pétrole entre Hardisty (Alberta) et des points de livraison au Québec et au Nouveau-Brunswick, comme il est décrit plus en détail dans la demande relative au projet Énergie Est.
- z) « **Énergie Est** » désigne Oléoduc Énergie Est Ltée, le demandeur pour l'Oléoduc Énergie Est devant l'ONÉ.
- aa) « **demande relative au projet Énergie Est** » désigne la demande en instance à la date de prise d'effet de la présente convention dans le dossier de l'ONÉ OF-Fac-Oil-E266-2014-0102, en sa version complétée, modifiée ou remplacée.
- bb) « **actifs cédés à Énergie Est** » désigne les actifs cédés des Prairies, les actifs cédés de la LNO et les actifs cédés du raccourci de North Bay, dans leur ensemble.
- cc) « **avantage financier** » a le sens qui lui est attribué à l'alinéa 3.2e).
- dd) « **contribution à l'avantage financier** » a le sens qui lui est attribué au sous-alinéa 1.1f)(i).
- ee) « **service garanti** » désigne le service de transport du gaz fourni sur le réseau de la canalisation principale par TransCanada aux termes de l'Annexe relative aux droits pour le service de transport garanti – TG (*Firm Transportation Service – FT Toll Schedule*), de l'Annexe relative aux droits pour le service de transport garanti non renouvelable – TG NR (*Non-Renewable Firm Transportation Service – FT-NR Toll Schedule*), de l'Annexe relative aux droits pour le service de transport garanti à court délai – TG CD (*Firm Transportation Short Notice Service – FT-SN Toll Schedule*), de l'Annexe relative aux droits pour le service de transport et d'entreposage – TE (*Storage Transportation Service – STS Toll Schedule*), de l'Annexe relative aux droits pour le rehaussement de l'équilibre de marché – REM (*Enhanced Market Balancing Service – EMB Toll Schedule*) et/ou de nouveaux services applicables qualifiés de « garantis » qui sont approuvés par l'ONÉ au cours de la durée, tels qu'ils sont indiqués dans le tarif.

- ff) « **Gaz Métro** » désigne la Société en commandite Gaz Métro.
- gg) « **réseau de Gaz Métro** » a le sens qui lui est attribué au deuxième point du préambule.
- hh) « **IGS** » a le sens qui lui est attribué à l'alinéa 4.3a).
- ii) « **SDL** » désigne, au singulier, Gaz Métro, Enbridge ou Union et, au pluriel, l'ensemble de celles-ci.
- jj) « **convention de règlement relative à la canalisation principale** » a le sens qui lui est attribué au 5^e point du préambule.
- kk) « **expéditeur de la canalisation principale** » désigne une personne ou une entité qui a conclu ou proposé de conclure un contrat avec TransCanada visant des services sur le réseau de la canalisation principale ou qui a accepté la cession d'un tel contrat.
- ll) « **réseau de la canalisation principale** » a le sens qui lui est attribué au 1^{er} point du préambule. Aussi appelé simplement « canalisation principale ».
- mm) « **VCN** » désigne la valeur comptable nette.
- nn) « **ONÉ** » désigne l'Office national de l'Énergie ou tout organisme qui le remplace.
- oo) « **actifs cédés du raccourci de North Bay** » désigne la ligne de la canalisation principale existante 1200-2, qui se compose d'une conduite de 420 km d'un diamètre de 1 067 mm (DN 42) s'étendant de MLV-116, près de North Bay (Ontario), jusqu'à MLV-1401, près d'Iroquois (Ontario), ou selon ce qu'approuve l'ONÉ; ces actifs seront cédés à Énergie Est aux termes de la convention de cession et comme il est décrit plus en détail dans la demande relative au projet Énergie Est.
- pp) « **actifs cédés de la LNO** » désigne la ligne de la canalisation principale existante 100-4 et certains tronçons de la ligne 100-3, qui se compose d'une conduite de 1 640 km d'un diamètre de 1 067 mm (DN 42) s'étendant de MLV-41, à l'est de Winnipeg (Manitoba), jusqu'à MLV-116, près de North Bay (Ontario), ou selon ce qu'approuve l'ONÉ; ces actifs seront cédés à Énergie Est aux termes de la convention de cession et comme il est décrit plus en détail dans la demande relative au projet Énergie Est.
- qq) « **VAN** » désigne la valeur actualisée nette qui, aux fins de la présente convention, doit être calculée à l'aide du coût moyen pondéré avant impôts des capitaux utilisé pour le calcul de l'avantage financier.
- rr) « **obligation de construire les installations supplémentaires** » a le sens qui lui est attribué à l'alinéa 3.2f).

- ss) « **CP** » désigne une convention préalable de service sur la canalisation principale exigeant la construction de nouvelles installations sur la canalisation principale afin d'offrir le service.
- tt) « **Parties** » désigne TransCanada, Gaz Métro, Enbridge et Union et « **Partie** » désigne l'une d'entre elles.
- uu) « **RESPC** » désigne la remise en état et la surveillance postérieures à la construction ou les coûts relatifs à ces activités.
- vv) « **actifs cédés des Prairies** » désigne la ligne de la canalisation principale existante 100-4, qui se compose d'une conduite de 940 km d'un diamètre de 1 067 mm (DN 42) s'étendant de MLV-2, près de Burstall (Saskatchewan), jusqu'à MLV-41, à l'est de Winnipeg (Manitoba), ou selon ce qu'approuve l'ONÉ; ces actifs seront cédés à Énergie Est aux termes de la convention de cession et comme il est décrit plus en détail dans la demande relative au projet Énergie Est.
- ww) « **approbation d'un organisme de réglementation** » désigne toute autorisation, toute approbation, tout consentement ou toute dispense qui peut être accordé par un organisme de réglementation ou d'administration compétent. Lorsque des motifs de décision sont requis, l'approbation d'un organisme de réglementation ne sera pas considérée comme complète aux fins de la présente convention jusqu'à ce que l'organisme de réglementation ou d'administration compétent ait publié ces motifs.
- xx) « **approbation requise** » a le sens qui lui est attribué au paragraphe 5.1.
- yy) « **méthode d'accès** » désigne la méthode d'accès aux services de transport de TransCanada, en sa version modifiée à l'occasion.
- zz) « **tarif** » désigne le tarif pour le transport du gaz naturel sur la canalisation principale de TransCanada, en sa version modifiée à l'occasion.
- aaa) « **TPT** » a le sens qui lui est attribué au premier point du préambule.
- bbb) « **durée** » a le sens qui lui est attribué au paragraphe 6.1.
- ccc) « **liste de conditions** » désigne la liste de conditions de règlement dûment signé par les Parties le 18 août 2015. Conformément à ses modalités, la liste de conditions prend fin à la signature en bonne et due forme de la présente convention par les Parties.
- ddd) « **TJ** » signifie térajoules, soit 1 000 000 000 000 de joules.
- eee) « **TransCanada** » désigne TransCanada PipeLines Limited.
- fff) « **convention de cession** » désigne la convention intervenue entre TransCanada et Énergie Est datée du 17 septembre 2014, en sa version modifiée ou remplacée, pour l'achat et la vente des actifs cédés à Énergie Est.

- ggg) « **Union** » désigne Union Gas Limited.
- hhh) « **réseau d'Union** » a le sens qui lui est attribué au 4^e point du préambule.
- iii) « **zone ouest de la canalisation principale** » désigne la zone du réseau de la canalisation principale qui comprend toutes les installations existantes ou futures du réseau de la canalisation principale à l'ouest du point de réception de North Bay Junction de TransCanada et comprend en outre tout TPT qui offre un service sur la canalisation principale pour cette même zone.
- jjj) « **compte de rajustement d'Énergie Est pour la zone ouest de la canalisation principale** » ou « **CREEZOCP** » a le sens qui lui est attribué à l'alinéa 4.4b).
- kkk) « **actifs cédés de la zone ouest de la canalisation principale** » désigne collectivement les actifs cédés des Prairies et les actifs cédés de la LNO.

1.2 Interprétation générale

Sauf disposition contraire expresse des présentes :

- a) les expressions définies au singulier comprennent également le pluriel et vice versa;
- b) les expressions « des présentes », « dans les présentes » et « aux termes des présentes » ainsi que d'autres expressions similaires désignent la présente convention dans son ensemble;
- c) les mentions d'articles, de paragraphes, d'alinéas, de sous-alinéas et d'annexes dans la présente convention renvoient à des articles, à des paragraphes, à des alinéas, à des sous-alinéas et à des annexes de la présente convention;
- d) le singulier comprend le pluriel et vice versa et le masculin comprend le féminin et vice versa;
- e) l'utilisation du verbe « devoir » et de verbes au présent et au futur indique une obligation;
- f) le verbe « comprendre », à l'infinitif ou conjugué, ou l'expression « y compris » doivent être lus comme s'ils étaient suivis du mot « notamment » ou de mots ayant une signification similaire.

ARTICLE 2 **APERÇU**

2.1 Équilibre des intérêts et des compromis

La présente convention est le résultat de vastes discussions et négociations et représente un équilibre des intérêts et des compromis entre les Parties. Les Parties conviennent qu'aucune composante de la présente convention prise isolément ne peut être considérée comme acceptable indépendamment de l'ensemble de la présente convention, sous réserve du paragraphe 7.13 (Maintien en vigueur). En cas d'ambiguïté concernant

l'interprétation d'une disposition de la présente convention, l'ambiguïté doit être résolue en faveur de l'interprétation qui reflète le mieux les objectifs énoncés au paragraphe 2.2.

2.2 Objectifs

Les Parties ont conclu la présente convention aux fins suivantes :

- a) fournir aux clients du secteur du gaz naturel de l'Ontario et du Québec une assurance accrue que le développement et/ou la construction de l'Oléoduc Énergie Est et du projet du Réseau Principal de l'Est n'entraîneront pas d'incidences négatives sur le caractère ou la disponibilité du service sur la canalisation principale ou les coûts des services sur la canalisation principale au cours de la durée de l'avantage;
- b) faciliter la réaffectation des installations de la canalisation principale dans l'intérêt public.

ARTICLE 3 **ENGAGEMENTS DES SDL ET DE TRANSCANADA**

3.1 Engagements des SDL

Pour la durée de la présente convention et tant que toutes les Parties respectent leurs engagements respectifs énoncés dans la présente convention :

- a) chaque SDL s'engage à ne pas s'opposer à l'Oléoduc Énergie Est ou au projet du Réseau Principal de l'Est et à ne pas tenter de les retarder dans le cadre d'une procédure réglementaire ou autrement et reconnaît par les présentes devant les autres Parties que les questions soulevées par les SDL avant la présente convention concernant ces projets sont résolues par la présente convention;
- b) chaque SDL s'engage à ne pas contester la capacité de TransCanada de recouvrer les coûts de la capacité supplémentaire qui sera construite dans le cadre du projet du Réseau Principal de l'Est, comme il est décrit plus en détail au sous-alinéa 3.2b)(ii) de la présente convention;
- c) chaque SDL s'engage à ne pas s'opposer à la cession, à Énergie Est, des actifs cédés à Énergie Est ou au prix de la cession (pourvu que le prix de la cession soit conforme à la présente convention) proposé par TransCanada dans la demande relative au projet Énergie Est, en sa version révisée ou modifiée.
- d) Il est entendu que chaque SDL peut décider individuellement de participer au soutien de la convention dans le cadre de toute procédure réglementaire associée aux Demandes et à d'autres demandes relatives à des droits ou à des tarifs nécessaires pour que TransCanada se conforme à la présente convention.

3.2 Engagements de TransCanada

a) **Modification des Demandes**

TransCanada doit modifier et/ou faire modifier par le membre de son groupe Énergie Est les Demandes de la façon nécessaire pour refléter les conditions de la présente convention au moment choisi par TransCanada à son gré, pourvu que chacune des SDL dispose d'un délai raisonnable pour examiner et commenter les modifications avant le moment où TransCanada propose de les déposer. Les droits d'examiner et de commenter des SDL ne doivent pas être retenus ou reportés de façon déraisonnable et doivent se limiter aux aspects importants des Demandes qui se rapportent aux conditions de la présente convention ou sont touchés par celles-ci.

b) **Capacité à construire**

TransCanada doit modifier la demande relative au projet du Réseau Principal de l'Est au moment qu'elle choisit à son gré afin de demander l'autorisation de construire des installations le long de la ligne de Montréal suffisantes pour recevoir une capacité totale vers la zone touchée après la cession des actifs cédés du raccourci de North Bay établie comme suit et d'en être le propriétaire-exploitant :

- (i) 2 664 TJ/j afin de répondre à la capacité souscrite existante pour le service garanti, ce qui comprend les contrats attribués dans l'appel de soumissions 2016 et l'appel de soumissions 2017, déduction faite de tous les avis de remise de capacité reçus par TransCanada avant le 18 août 2015 dans la zone touchée; plus
- (ii) 50 TJ/j de capacité non souscrite (la « **capacité supplémentaire** »), laquelle capacité doit demeurer non souscrite jusqu'à la date de mise en service des installations du projet du Réseau Principal de l'Est. TransCanada peut attribuer cette capacité à un expéditeur de la canalisation principale demandant un service garanti supplémentaire après la date de mise en service des installations du projet Réseau Principal de l'Est, conformément à la méthode d'accès de TransCanada.

c) **Intégration du non-renouvellement ou de la remise de capacité**

Dans un délai raisonnable après la réception par TransCanada d'un avis de non-renouvellement ou de remise d'une capacité souscrite existante dans la zone touchée, mais en aucun cas après la date à laquelle TransCanada établit, à son gré, que le projet du Réseau Principal de l'Est ne peut raisonnablement être modifié sans compromettre les approbations d'un organisme de réglementation ou l'échéancier du projet du Réseau Principal de l'Est, TransCanada peut réduire la capacité totale requise devant être reçue dans la zone touchée comme il est calculé à l'alinéa 3.2b) ci-dessus et/ou réduire la portée du projet de la quantité non renouvelée ou remise. TransCanada doit apporter des ajustements pour refléter les économies de coûts résultant d'une telle réduction de la capacité totale et/ou de la portée du projet.

- (i) Une telle réduction de la capacité totale ou modification de la portée du projet peut être effectuée dans la modification à la demande relative au projet du Réseau Principal de l'Est comme il est envisagé à l'alinéa 3.2b) ou dans un autre complément ou une autre modification postérieure à la demande relative au projet du Réseau Principal de l'Est.

d) **Ententes commerciales au lieu de l'obligation de construire**

Dans un délai raisonnable après la signature d'ententes commerciales par TransCanada ayant pour effet de réduire la nécessité de construire des installations supplémentaires afin de recevoir la capacité totale requise dans la zone touchée, mais en aucun cas après la date à laquelle TransCanada établit, à son gré, que le projet du Réseau Principal de l'Est ne peut raisonnablement être modifié sans compromettre les approbations d'un organisme de réglementation ou l'échéancier du projet du Réseau Principal de l'Est, TransCanada peut réduire la capacité totale requise devant être reçue dans la zone touchée comme il est calculé à l'alinéa 3.2b) ci-dessus et/ou réduire la portée du projet de la quantité prévue dans les ententes commerciales. TransCanada doit apporter des ajustements pour refléter les économies de coûts résultant d'une telle réduction de la capacité totale et/ou de la portée du projet.

- (i) Les ententes commerciales ne doivent pas mener à un service moins fiable pour les expéditeurs de la canalisation principale ayant conclu des contrats de service garanti que celui qu'offrirait la capacité physique sur la canalisation principale ou entraîner des coûts supérieurs pour les services sur la canalisation principale au cours de la durée de l'avantage.
- (ii) Une telle réduction peut être effectuée dans la modification à la demande relative au projet du Réseau Principal de l'Est comme il est envisagé à l'alinéa 3.2b) ou dans un autre complément ou une autre modification postérieure à la demande relative au projet du Réseau Principal de l'Est.

e) **Engagement d'assurer l'avantage financier**

Comme il est énoncé plus en détail dans l'article 4 de la présente convention, TransCanada doit s'assurer que, après l'établissement des coûts du projet du Réseau Principal de l'Est finaux, le coût total dans le triangle de l'Est sera inférieur d'au moins 100 M\$ (l'« **avantage financier** »), en fonction de la VAN, au cours de la durée de l'avantage au coût total calculé au cours de la durée de l'avantage dans l'hypothèse où il ne se produit aucune cession des actifs cédés à Énergie Est et où il n'y a pas de coûts du projet du Réseau Principal de l'Est, toutes choses étant égales par ailleurs. Il est estimé que l'avantage financier produira une réduction de plus de 400 M\$ du coût total du service, en fonction de la VAN, au cours de la période commençant en 2018 et se terminant à la fin de 2030, en comparaison avec le scénario où l'Oléoduc Énergie Est et le projet du Réseau Principal de l'Est ne sont pas menés à bien, toutes choses étant égales par ailleurs. Il s'agira d'un calcul unique effectuée à la date de clôture de la cession, à Énergie Est, des actifs cédés du raccourci de North Bay, sous réserve d'un mécanisme final de compensation pour tenir compte des différences entre les coûts du projet du Réseau Principal de l'Est finaux et estimatifs, comme il est décrit à l'alinéa 4.3c).

f) **Obligation de construire les installations supplémentaires**

Si l'Oléoduc Énergie Est n'est pas mené à bien pour quelque raison que ce soit, TransCanada ne cédera pas les actifs cédés à Énergie Est et ne construira pas le projet du Réseau Principal de l'Est, mais continuera de construire les installations relatives à l'appel de soumissions 2016 et les installations relatives à l'appel de soumissions 2017 conformément à la convention de règlement relative à la canalisation principale (l'« **obligation de construire les installations supplémentaires** »).

g) **Coûts de développement du projet du Réseau Principal de l'Est**

À l'annonce publique par TransCanada que l'Oléoduc Énergie Est et/ou le projet du Réseau Principal de l'Est ne seront pas menés à bien pour quelque raison que ce soit :

- (i) aucun coût de développement du projet du Réseau Principal de l'Est ne sera assumé par un expéditeur de la canalisation principale ou demandé par TransCanada aux termes d'une CP; et
- (ii) les coûts de développement du projet du Réseau Principal de l'Est ne seront pas recouverts par TransCanada au moyen des droits demandés sur la canalisation principale.

Il est entendu que si un expéditeur de la canalisation principale résilie une CP relative à l'appel de soumissions 2016 ou une CP relative à l'appel de soumissions 2017, les coûts de développement du projet du Réseau Principal de l'Est ne peuvent faire l'objet d'une renonciation par cet expéditeur.

h) **Approbaton du règlement**

TransCanada tentera diligemment de convaincre ses parties prenantes, l'ONÉ et d'autres expéditeurs de la canalisation principale que les conditions de la présente convention représentent un dénouement juste et équitable dans l'intérêt public et que toutes les modifications aux tarifs ou aux droits sur la canalisation principale que TransCanada juge nécessaires afin de mettre en œuvre ces conditions doivent être approuvées d'une manière conforme à la décision RH-1-2014 et de façon à atténuer la volatilité au cours de la période allant de 2018 à 2030.

ARTICLE 4
AVANTAGES FINANCIERS POUR LES EXPÉDITEURS
DE LA CANALISATION PRINCIPALE

4.1 Aucun risque lié au coût en capital

Les coûts du projet du Réseau Principal de l'Est qui seront ajoutés à la base tarifaire du triangle de l'Est sont plafonnés à 2,1 G\$, de sorte que le montant maximal de ces coûts qui peut être ajouté à la base tarifaire du triangle de l'Est correspondra au moindre des deux montants suivants, à savoir les coûts du projet du Réseau Principal de l'Est ou 2,1 G\$. Si les coûts du projet du Réseau Principal de l'Est dépassent 2,1 G\$, l'excédent ne sera pas recouvé auprès des expéditeurs de la canalisation principale au

moyen des droits de la canalisation principale ou autrement, et ces expéditeurs n'assumeront donc aucune responsabilité à cet égard.

4.2 Avantage financier

Afin de s'acquitter de l'obligation relative à l'avantage financier prévue à l'alinéa 3.2e) de la présente convention, TransCanada inclura dans son analyse du coût total pour le triangle de l'Est tous les coûts et avantages supplémentaires liés à la prestation du service dans le triangle de l'Est, notamment les composantes du coût du service, le combustible et les coûts de cessation d'exploitation du pipeline. Les coûts inclus seront établis au moyen de méthodes conformes à celles utilisées dans le dépôt de conformité aux termes de la décision RH-001-2014 de TransCanada, que l'ONÉ a approuvé dans l'ordonnance TG-010-2014, comme il est précisé à l'annexe A.

4.3 Établissement du coût final du projet du Réseau Principal de l'Est

- a) Les « **coûts du projet du Réseau Principal de l'Est** » s'entendent de l'ensemble des coûts engagés par TransCanada à l'égard du projet du Réseau Principal de l'Est, notamment les coûts liés aux travaux d'ingénierie, à la conception, à la construction et à la conformité réglementaire, les coûts des matières, la PFUDC et les coûts de RESPC. Ces coûts seront ajoutés aux comptes de l'installation de gazoduc en service (l'« **IGS** ») de la canalisation principale pour le triangle de l'Est.
- b) La part de la prime d'acquisition, s'il y a lieu, qui représente les coûts du projet du Réseau Principal de l'Est en excédent de 2,1 G\$ sera portée au crédit des comptes de l'IGS pour le triangle de l'Est, de sorte que les coûts du projet du Réseau Principal de l'Est nets ajoutés à l'IGS pour le triangle de l'Est ne dépasseront pas 2,1 G\$. Le rajustement applicable à l'IGS pour le triangle de l'Est sera inscrit aux comptes des conduites maîtresses et du matériel de compression du pipeline en proportion des coûts du projet du Réseau Principal de l'Est imputés à ces comptes.
- c) Dans les six mois suivant l'établissement des coûts du projet du Réseau Principal de l'Est définitifs, un rajustement final sera apporté à la prime d'acquisition et à l'IGS au besoin pour tenir compte des écarts entre les coûts du projet du Réseau Principal de l'Est définitifs et estimatifs.

4.4 Comptes de rajustement

Selon TransCanada, les comptes suivants remplissent les engagements prévus au paragraphe 3.2. Les SDL n'appuient pas ni ne contestent expressément cette approche.

- a) Un compte relatif à la prime d'acquisition (un « **CPA** ») d'un montant égal à la contribution à l'avantage financier sera initialement établi pour la base tarifaire du triangle de l'Est à la date de clôture aux fins de la cession des actifs cédés du raccourci de North Bay à Énergie Est. Le montant porté au crédit du CPA

représentera une diminution de la base tarifaire correspondant à la contribution à l'avantage financier et sera amorti à zéro au plus tard le 31 décembre 2030.

- b) Un compte de rajustement sera établi pour la base tarifaire de la zone ouest de la canalisation principale (le « **compte de rajustement d'Énergie Est pour la zone ouest de la canalisation principale** » ou le « **CREEZOCP** ») à la date de clôture aux fins de la cession initiale des actifs cédés de la zone ouest de la canalisation principale à Énergie Est. Le montant inscrit au CREEZOCP représentera une augmentation de la base tarifaire correspondant à 200 M\$ et sera amorti à zéro au plus tard le 31 décembre 2030.
- c) Un compte de rajustement sera établi pour la base tarifaire du triangle de l'Est (le « **compte de rajustement d'Énergie Est pour le triangle de l'Est** » ou le « **CREETE** ») à la date de clôture aux fins de la cession initiale des actifs cédés de la zone ouest de la canalisation principale à Énergie Est. Le montant inscrit au CREETE représentera une diminution de la base tarifaire correspondant à 200 M\$ et sera amorti à zéro au plus tard le 31 décembre 2030.

4.5 Droits

TransCanada établira les droits de la canalisation principale aux fins de la réalisation de l'avantage financier de façon à atténuer la volatilité au cours de la période du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2030. Les Parties conviennent expressément que dans le dépôt concernant les droits de 2018 exigé par la décision RH001-2014 de l'ONÉ :

- a) Les droits pour la période de 2018 à 2020 seront établis sans tenir compte des effets de la cession des actifs cédés d'Énergie Est et du projet du Réseau Principal de l'Est.
- b) La réduction estimative du coût du service résultant des actifs cédés de la zone ouest de la canalisation principale sera établie à l'aide des renseignements les plus récents dont dispose TransCanada au moment en question et sera inscrite dans deux comptes de rajustement dans les proportions suivantes :
 - (i) 80 % dans un compte de rajustement pour le triangle de l'Est; et
 - (ii) 20 % dans un compte de rajustement pour la zone ouest de la canalisation principale.
- c) Les montants accumulés dans les comptes de rajustement du triangle de l'Est et de la zone ouest de la canalisation principale, y compris les frais financiers, au 31 décembre 2020 seront amortis à zéro au plus tard le 31 décembre 2030 et seront pris en compte dans les droits applicables aux tronçons respectifs.

ARTICLE 5 **APPROBATIONS RÉGLEMENTAIRES**

5.1 Approbations requises

TransCanada s'efforce avec diligence raisonnable et de bonne foi d'obtenir toutes les approbations d'un organisme de réglementation qu'elle juge nécessaires, agissant raisonnablement, pour s'acquitter de ses obligations aux termes des présentes (les « **approbations requises** »). Pour les besoins de la présente convention, une approbation requise n'est jugée acceptable (une « **approbation requise acceptable** ») que si elle est conforme pour l'essentiel aux conditions de la présente convention et est mutuellement acceptable pour les Parties ou si chacune des Parties accepte à sa seule appréciation, agissant raisonnablement et de bonne foi, des conditions imposées par l'ONÉ qui sont incompatibles avec les conditions expressément prévues par la présente convention ou qui vont au-delà de ces conditions et en informe les autres Parties par écrit dans les 30 jours suivant la date de l'approbation requise.

- a) Les approbations requises comprennent expressément ce qui suit :
 - i. la Demande en vertu de l'article 74 de la Loi visant la vente à Énergie Est et l'achat par celle-ci des installations de la canalisation principale, en sa version modifiée, mais uniquement dans la mesure où cette Demande porte sur la réalisation par TransCanada des conditions de la présente convention, y compris le traitement futur proposé de certains coûts comme l'indique l'annexe A de la présente convention et la portée des installations du projet du Réseau Principal de l'Est dont il est question au paragraphe 3.2 de la présente convention;
 - ii. la demande relative au projet du Réseau Principal de l'Est, dans la mesure où celle-ci vise l'obtention d'une approbation à l'égard de la portée des installations dont il est question au paragraphe 3.2 de la présente convention; et
 - iii. toute Demande en vertu de la partie IV de la Loi, dans la mesure où celle-ci propose une modification du tarif ou des droits de la canalisation principale qui est nécessaire pour permettre à TransCanada de réaliser les conditions de la présente convention.
- b) Il est expressément entendu que les approbations requises ne comprennent pas les Demandes en vertu des articles 52 ou 58 de la Loi pour l'Oléoduc Énergie Est ou un projet d'immobilisations décrit dans les présentes autre que le projet du Réseau Principal de l'Est.

ARTICLE 6 **DURÉE ET RÉSILIATION**

6.1 Durée

La présente convention prend effet à la date indiquée en premier lieu ci-dessus (la « **date de prise d'effet** ») et prend fin automatiquement le 31 décembre 2050 ou est résiliée antérieurement conformément au paragraphe 6.2 ci-dessous.

6.2 Résiliation anticipée

Sous réserve du paragraphe 7.13, chacun des événements suivants entraînera la résiliation anticipée de la présente convention (la date de chaque événement étant une « **date de résiliation anticipée** ») :

- a) L'incapacité d'obtenir les approbations réglementaires pour construire et exploiter l'Oléoduc Énergie Est;
- b) L'incapacité d'obtenir les approbations réglementaires pour construire et exploiter le projet du Réseau Principal de l'Est;
- c) L'annulation par TransCanada, à sa seule appréciation, du projet du Réseau Principal de l'Est et/ou de l'Oléoduc Énergie Est; ou
- d) Si la cession des actifs cédés du raccourci de North Bay à Énergie Est n'a pas eu lieu avant le 31 décembre 2020, chacune des SDL a le droit de résilier la présente convention à une date de son choix qui a lieu au moins 90 jours après la réception par TransCanada d'un avis écrit de résiliation de la SDL et, dans l'intervalle, toutes les Parties conviennent de négocier de bonne foi les conditions d'une prolongation de la présente convention conformément aux objectifs énoncés au paragraphe 2.2.
- e) Si TransCanada n'obtient pas une approbation requise ou si une approbation requise obtenue par TransCanada n'est pas considérée comme une approbation requise acceptable conformément au paragraphe 5.1, chacune des Parties a le droit de résilier la présente convention à une date de son choix qui a lieu au moins 90 jours après la réception par les autres Parties de son avis écrit de résiliation et, dans l'intervalle, toutes les Parties conviennent de négocier de bonne foi les conditions d'une prolongation de la présente convention conformément aux objectifs énoncés au paragraphe 2.2. Les Parties conviennent que ces négociations ne doivent pas retarder le début de la construction ou la date de mise en service du projet du Réseau Principal de l'Est.

ARTICLE 7 **DISPOSITIONS DIVERSES**

7.1 Aucun effet sur le règlement relatif aux droits de la canalisation principale

Selon les intentions des Parties, aucune disposition de la présente convention n'est censée être incompatible avec les conditions de l'entente de règlement visant le réseau principal signée le 31 octobre 2013 par les Parties, en sa version modifiée, ni n'est censée modifier ou remplacer ces conditions.

7.2 Annexe

L'annexe A, Scénario de référence des incidences financières, ci-jointe présente la méthode pour laquelle TransCanada demandera les approbations requises et dont elle

prévoit se servir pour réaliser l'avantage financier conformément à la présente convention.

7.3 Avis

Tous les avis que les Parties se communiquent entre elles aux termes de la présente convention ou relativement à celle-ci sont communiqués par écrit et sont réputés avoir été donnés s'ils sont remis en mains propres, transmis avec confirmation de réception par télécopieur ou par un dispositif de transmission instantanée semblable, livrés par un service de messagerie de 24 heures reconnu ou envoyés par courrier recommandé (avec affranchissement et demande d'accusé de réception) et adressés comme suit :

Si le destinataire est TransCanada:

TransCanada PipeLines Limited
450 – 1st Street S.W.
Calgary (Alberta) T2P 5H1
À l'attention du secrétaire

N° de télécopieur : 403-920-2327

Si le destinataire est Gaz Métro :

Société en commandite Gaz Métro
1717, rue du Havre
Montréal (Québec) H2K 2X3
À l'attention du directeur, Approvisionnement gazier

N° de télécopieur : 514-598-3678

Si le destinataire est Enbridge :

Enbridge Gas Distribution Inc.
500 Consumers Road
Toronto (Ontario) M2J 1P8
À l'attention du VP Gas Supply
a/s de Law Department

N° de télécopieur : 416-495-5994

Si le destinataire est Union :

Union Gas Limited
P.O. Box 2001
50 Keil Drive North
Chatham (Ontario) N7M 5M1
À l'attention du VP Business Development, Storage and Transmission

N° de télécopieur : 519-436-4667

Une Partie peut à l'occasion désigner, en remettant un avis aux autres Parties, une autre adresse que celle indiquée ci-dessus.

7.4 Lois applicables

La présente convention est régie par les lois en vigueur dans la province de l'Alberta et est interprétée et exécutée conformément à ces lois à tous les égards.

7.5 Conformité aux lois

L'exécution par chaque Partie de ses obligations aux termes de la présente convention est assujettie à l'ensemble des lois, des règles et des règlements applicables imposés par tout organisme de réglementation ou organisme administratif ayant compétence à l'égard d'une Partie. Aucune Partie n'a l'obligation de prendre une mesure ou de s'abstenir de prendre une mesure requise aux termes de la présente convention si cela devait contrevenir à une loi, à une règle ou à un règlement imposé par une autorité gouvernementale ayant compétence à l'égard d'une Partie. Chaque Partie respecte l'ensemble des lois, des règles et des règlements qui s'appliquent à l'exécution de ses obligations aux termes de la présente convention.

7.6 Règlement des différends

Si un différend survient en conséquence de la présente convention ou à l'égard de celle-ci (un « **différend** »), les Parties conviennent de tenter de bonne foi de régler ce différend par voie de consultation et de négociation entre des dirigeants qui ont le pouvoir de régler les litiges et qui occupent un poste de vice-président ou un poste supérieur. Toutes les négociations menées aux termes du présent paragraphe 7.6 sont confidentielles et sont considérées comme des négociations en vue d'une transaction et d'un règlement pour les besoins des règles de preuve applicables.

7.7 Rigueur des délais

Les délais prévus par la présente convention sont de rigueur.

7.8 Entente intégrale liant les Parties

Les Parties reconnaissent et conviennent que les conditions prévues par la présente convention lient les Parties. La présente convention constitue l'entente intégrale intervenue entre les Parties à l'égard des questions qui en font l'objet et remplace toute entente antérieure ou autre entente à l'égard de ces questions; plus particulièrement, la présente convention remplace et résilie la liste de conditions signée par les Parties le 18 août 2015.

7.9 Renonciation

Une renonciation à une disposition de la présente convention ou une renonciation à l'égard d'une violation de la présente convention ne prend effet que si elle est consignée

dans un document écrit signé par la Partie qui l'accorde. Une telle renonciation ne s'applique qu'à la question expressément indiquée comme en faisant l'objet dans ce document écrit.

7.10 Application

La présente convention lie les Parties et leurs successeurs respectifs et ayants droit ou ayants cause autorisés et s'applique à leur profit.

7.11 Cession

Une partie ne peut céder la présente convention en totalité ou en partie sans le consentement écrit préalable des autres Parties, lequel consentement ne saurait être refusé de manière déraisonnable.

7.12 Modifications

La présente convention ne peut être modifiée en totalité ou en partie sauf au moyen d'une entente écrite supplémentaire signée par toutes les Parties.

7.13 Maintien en vigueur

L'obligation de construire les installations supplémentaires dont il est question à l'alinéa 3.2f), la renonciation aux coûts de développement dont il est question à l'alinéa 3.2g) et l'engagement de ne pas contester le recouvrement des coûts de la capacité supplémentaire dont il est question au paragraphe 3.1b) demeurent pleinement en vigueur après l'expiration ou la résiliation de la présente convention.

7.14 Signature

La présente convention peut être signée en plusieurs exemplaires qui, ensemble, constituent une seule et même convention. Une signature numérisée ou électronique est réputée une signature originale.

EN FOI DE QUOI, les Parties ont fait signer la présente convention par leurs dirigeants dûment autorisés à la date indiquée en premier lieu ci-dessus.

**TRANSCANADA PIPELINES
LIMITED**

(signé) « Stephen M. V. Clark »
Nom : Stephen M. V. Clark
Titre : Premier vice-président, Gazoducs
canadiens et américains de l'Est

(signé) « Karl Johannson »
Nom : Karl Johannson
Titre : Vice-président directeur,
Gazoducs

UNION GAS LIMITED

(signé) « Steve Baker »
Nom : Steve Baker
Titre : Président

(signé) « Mark Isherwood »
Nom : Mark Isherwood
Titre : Vice-président, Développement
des affaires

ENBRIDGE GAS DISTRIBUTION INC.

(signé) « Malini Giridhar »
Nom : Malini Giridhar
Titre : Vice-présidente, Approvisionnement
gazier et développement des affaires

(signé) « Glenn Beaumont »
Nom : Glenn Beaumont
Titre : Président

**SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ
MÉTRO, par son commandité, GAZ
MÉTRO INC.**

(signé) « Sophie Brochu »
Nom : Sophie Brochu
Titre : Présidente et chef de la direction

(signé) « Patrick Cabana »
Nom : Patrick Cabana
Titre : Vice-président, Approvisionnements
et réglementation

ANNEXE A
SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE DES INCIDENCES FINANCIÈRES

Annexe A

- A. La présente annexe décrit la méthode utilisée pour calculer la prime d'acquisition, qui comporte les deux éléments suivants :
 - a. la contribution à l'avantage financier;
 - b. le coût des installations du projet du Réseau Principal de l'Est en excédent de 2,1 G\$, le cas échéant.
- B. Un scénario de référence est présenté, selon lequel le coût du projet du Réseau Principal de l'Est s'élèvera à 2,137 G\$ et les dates de cession des actifs de la zone ouest de la canalisation principale et du triangle de l'Est auront lieu le 31 mars 2018 et le 31 mars 2019, respectivement.
- C. Trois pièces sont jointes :
 - a. La première pièce présente un sommaire de la prime d'acquisition, des dates de cession et des valeurs ainsi que des avantages financiers.
 - b. La deuxième pièce présente l'incidence sur le coût total (coût du service, cessation d'exploitation, combustible) par année pour tous les expéditeurs et pour les expéditeurs du triangle de l'Est, ainsi que la VAN jusqu'en 2050.
 - c. La troisième pièce présente en détail les incidences sur le coût du service par année pour la zone ouest de la canalisation principale et pour le triangle de l'Est, ainsi que l'avantage au titre de la VAN par année pour les tronçons de la zone ouest de la canalisation principale et du triangle de l'Est.
- D. Exception faite des dates de cession ou de mise en service et des valeurs des actifs à ces dates, tous les paramètres et toutes les variables seront fixes. Le tableau suivant présente les paramètres et les variables clés qui seront utilisés pour établir la prime d'acquisition :

Compte de rajustement d'Énergie Est	200 M\$
Période d'amortissement du compte de rajustement d'Énergie Est	Jusqu'au 31 décembre 2030
Période d'amortissement de la prime d'acquisition	Jusqu'au 31 décembre 2030
Taux d'imposition	26,85 %
Rendement des capitaux propres	10,1 %
Proportion du capital-actions	40 %
Taux d'actualisation	8,69 %
Taux d'inflation	2-3 % ¹
Taux d'amortissement	Prairies : 1,83 % LNO : 4,24 % Triangle de l'Est : 1,71 %
Combustible supplémentaire et coûts des combustibles	Voir la pièce 2

¹ Le taux d'inflation s'applique aux frais d'exploitation, d'entretien et d'administration (2 %) et à la taxe foncière (3 %).

Pièce 1

Scénario de référence

1. Prime d'acquisition :

a. Montant en excédent de 2,1 G\$	37 M\$
b. Contribution à l'avantage financier	697 M\$
c. Total (a + b)	734 M\$

2. Dates de cession et valeurs :

	Date de cession ou de mise en service	Valeur à la cession / coût en capital
Actifs cédés de la zone ouest de la canalisation principale	31 mars 2018	348 M\$
Actifs cédés du triangle de l'Est	31 mars 2019	396 M\$
Projet du Réseau Principal de l'Est	31 mars 2019	2 137 M\$ ¹

¹ 2 100 M\$ pour l'IGS.

3. Avantages financiers :

a. Tous les expéditeurs (VAN à la fin de 2050)	506 M\$
b. Expéditeurs du triangle de l'Est (VAN à la fin de 2050)	100 M\$

Pièce 3

Détail des incidences de la cession d'actifs à Énergie Est sur le coût du service : scénario de référence

Variations du coût du service attribuable à ÉE													
Tronçon des Prairies													
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
IGS	(316 002)	(316 002)	(316 002)	(316 002)	(316 002)	(316 002)	(316 002)	(316 002)	(316 002)	(316 002)	(316 002)	(316 002)	(316 002)
Amortissement accumulé – début	(258 277)	(263 096)	(268 879)	(274 662)	(280 445)	(286 228)	(292 011)	(297 794)	(303 577)	(309 360)	(315 143)	(316 002)	(316 002)
Charge d'amortissement	(4 819)	(5 783)	(5 783)	(5 783)	(5 783)	(5 783)	(5 783)	(5 783)	(5 783)	(5 783)	(859)	-	-
Amortissement accumulé – fin	(263 096)	(268 879)	(274 662)	(280 445)	(286 228)	(292 011)	(297 794)	(303 577)	(309 360)	(315 143)	(316 002)	(316 002)	(316 002)
Amortissement accumulé – moyenne	(260 687)	(265 988)	(271 771)	(277 554)	(283 337)	(289 120)	(294 903)	(300 686)	(306 469)	(312 252)	(315 573)	(316 002)	(316 002)
Valeur comptable nette	(55 316)	(50 015)	(44 232)	(38 449)	(32 666)	(26 883)	(21 100)	(15 317)	(9 534)	(3 751)	(430)	-	-
Mise en pression des lignes	(2 760)	(3 312)	(3 312)	(3 312)	(3 312)	(3 312)	(3 312)	(3 312)	(3 312)	(3 312)	(3 312)	(3 312)	(3 312)
Base tarifaire	(48 396)	(53 327)	(47 544)	(41 761)	(35 978)	(30 195)	(24 412)	(18 629)	(12 846)	(7 063)	(3 742)	(3 312)	(3 312)
Rendement de la dette	(2 057)	(2 288)	(1 921)	(1 482)	(1 288)	(1 081)	(881)	(676)	(451)	(235)	(120)	(104)	(103)
Rendement des capitaux propres	(1 955)	(2 154)	(1 921)	(1 687)	(1 453)	(1 220)	(986)	(753)	(519)	(285)	(151)	(134)	(134)
Rendement Impôt sur le revenu	(4 012)	(4 442)	(3 842)	(3 169)	(2 741)	(2 301)	(1 867)	(1 429)	(970)	(520)	(271)	(238)	(237)
Amortissement	(792)	(1 355)	(1 394)	(1 423)	(1 442)	(1 454)	(1 457)	(1 444)	(1 444)	(1 427)	365	628	574
Taxe foncière	(4 819)	(5 783)	(5 783)	(5 783)	(5 783)	(5 783)	(5 783)	(5 783)	(5 783)	(5 783)	(859)	-	-
Exploitation, entretien et administration	(6 247)	(8 579)	(8 836)	(9 101)	(9 374)	(9 655)	(9 945)	(10 243)	(10 550)	(10 867)	(11 193)	(11 529)	(11 875)
Intégrité du pipeline	(2 580)	(3 509)	(3 579)	(3 651)	(3 724)	(3 798)	(3 874)	(3 952)	(4 031)	(4 111)	(4 194)	(4 277)	(4 363)
Intégrité du pipeline	(2 100)	(3 290)	(4 350)	(4 810)	(8 860)	(7 370)	(4 200)	(2 690)	(810)	(2 500)	(4 500)	(6 740)	(7 890)
Variation totale du coût du service pour les Prairies	(20 540)	(26 946)	(27 770)	(27 923)	(31 909)	(30 347)	(27 112)	(25 537)	(23 574)	(25 194)	(20 637)	(22 141)	(23 775)
Tronçon de la LNO													
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
IGS	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)
Amortissement accumulé – début	(1 929 408)	(2 007 829)	(2 101 934)	(2 196 039)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)
Charge d'amortissement	(78 421)	(94 105)	(94 105)	(23 420)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortissement accumulé – fin	(2 007 829)	(2 101 934)	(2 196 039)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)
Amortissement accumulé – moyenne	(1 968 619)	(2 054 882)	(2 148 987)	(2 207 749)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)	(2 219 459)
Valeur comptable nette	(250 841)	(164 578)	(70 473)	(11 710)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mise en pression des lignes	(4 824)	(5 789)	(5 789)	(5 789)	(5 789)	(5 789)	(5 789)	(5 789)	(5 789)	(5 789)	(5 789)	(5 789)	(5 789)
Base tarifaire	(213 054)	(170 367)	(76 262)	(17 499)	(5 789)	(5 789)	(5 789)	(5 789)	(5 789)	(5 789)	(5 789)	(5 789)	(5 789)
Rendement de la dette	(9 055)	(7 309)	(3 081)	(621)	(207)	(207)	(209)	(210)	(203)	(193)	(186)	(181)	(181)
Rendement des capitaux propres	(8 607)	(6 883)	(3 081)	(707)	(234)	(234)	(234)	(234)	(234)	(234)	(234)	(234)	(234)
Rendement Impôt sur le revenu	(17 662)	(14 192)	(6 162)	(1 328)	(441)	(441)	(443)	(444)	(437)	(427)	(420)	(415)	(415)
Amortissement	(26 804)	(32 202)	(31 064)	(4 490)	4 052	3 838	3 635	3 445	3 265	3 095	2 935	2 784	2 641
Taxe foncière	(78 421)	(94 105)	(94 105)	(23 420)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exploitation, entretien et administration	(16 207)	(22 258)	(22 926)	(23 614)	(24 322)	(25 052)	(25 804)	(26 578)	(27 375)	(28 196)	(29 042)	(29 913)	(30 810)
Intégrité du pipeline	(4 510)	(6 134)	(6 256)	(6 381)	(6 509)	(6 639)	(6 772)	(6 907)	(7 045)	(7 186)	(7 330)	(7 477)	(7 627)
Intégrité du pipeline	4 706	3 548	11 145	8 898	9 598	8 098	7 328	7 328	5 058	9 478	10 098	10 868	10 868
Variation totale du coût du service pour le tronçon de la LNO	(138 898)	(165 342)	(149 368)	(50 335)	(17 622)	(20 196)	(22 056)	(23 156)	(26 534)	(23 236)	(23 759)	(24 153)	(25 343)
Total du tronçon de la zone ouest de la canalisation principale													
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
IGS	(2 535 461)	(2 535 461)	(2 535 461)	(2 535 461)	(2 535 461)	(2 535 461)	(2 535 461)	(2 535 461)	(2 535 461)	(2 535 461)	(2 535 461)	(2 535 461)	(2 535 461)
Amortissement accumulé – début	(2 187 685)	(2 270 925)	(2 370 813)	(2 470 701)	(2 499 904)	(2 505 687)	(2 511 470)	(2 517 253)	(2 523 036)	(2 528 819)	(2 534 602)	(2 535 461)	(2 535 461)
Charge d'amortissement	(83 240)	(99 888)	(99 888)	(29 203)	(5 783)	(5 783)	(5 783)	(5 783)	(5 783)	(5 783)	(859)	-	-
Amortissement accumulé – fin	(2 270 925)	(2 370 813)	(2 470 701)	(2 499 904)	(2 505 687)	(2 511 470)	(2 517 253)	(2 523 036)	(2 528 819)	(2 534 602)	(2 535 461)	(2 535 461)	(2 535 461)
Amortissement accumulé – moyenne	(2 229 305)	(2 320 869)	(2 420 757)	(2 485 303)	(2 502 796)	(2 508 579)	(2 514 362)	(2 520 145)	(2 525 928)	(2 531 711)	(2 535 032)	(2 535 461)	(2 535 461)

Pièce 3**Détail des incidences de la cession d'actifs à Énergie Est sur le coût du service : scénario de référence**

Rajustement de l'actif réglementaire amorti jusqu'en 2030	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000
Amortissement accumulé – début	-	12 048	27 711	43 373	59 036	74 699	90 361	106 024	121 687	137 349	153 012	168 675	184 337
Amortissement – rajustement de l'actif réglementaire	12 048	15 663	15 663	15 663	15 663	15 663	15 663	15 663	15 663	15 663	15 663	15 663	15 663
Amortissement accumulé – fin	12 048	27 711	43 373	59 036	74 699	90 361	106 024	121 687	137 349	153 012	168 675	184 337	200 000
Amortissement accumulé – moyenne	6 024	19 880	35 542	51 205	66 867	82 530	98 193	113 855	129 518	145 181	160 843	176 506	192 169
Rajustement de l'actif réglementaire non amorti	193 976	180 120	164 458	148 795	133 133	117 470	101 807	86 145	70 482	54 819	39 157	23 494	7 831
Valeur comptable nette	(306 156)	(214 592)	(114 704)	(50 159)	(32 666)	(26 883)	(21 100)	(15 317)	(9 534)	(3 751)	(430)	-	-
Mise en pression des lignes	(7 584)	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)
Base tarifaire	(113 628)	(43 573)	40 653	89 536	91 366	81 486	71 607	61 727	51 847	41 968	29 626	14 393	(1 270)
Rendement de la dette	(4 829)	(1 869)	1 642	3 179	3 271	2 917	2 585	2 241	1 820	1 398	951	450	(40)
Rendement des capitaux propres	(4 590)	(1 760)	1 642	3 617	3 692	3 292	2 893	2 493	2 094	1 696	1 197	581	(52)
Rendement	(9 419)	(3 629)	3 284	6 796	6 962	6 209	5 478	4 734	3 914	3 093	2 148	1 032	(91)
Impôt sur le revenu	(20 982)	(25 137)	(24 270)	2 043	10 333	9 875	9 437	9 017	8 615	8 230	9 630	9 509	9 080
Amortissement	(71 192)	(84 225)	(84 225)	(13 540)	9 880	9 880	9 880	9 880	9 880	9 880	14 804	15 663	15 663
Taxe foncière	(22 454)	(30 837)	(31 762)	(32 715)	(33 696)	(34 707)	(35 749)	(36 821)	(37 925)	(39 063)	(40 235)	(41 442)	(42 685)
Exploitation, entretien et administration	(7 090)	(9 643)	(9 835)	(10 032)	(10 233)	(10 437)	(10 646)	(10 859)	(11 076)	(11 297)	(11 524)	(11 754)	(11 990)
Intégrité du pipeline	2 606	258	6 795	4 088	738	728	3 128	4 638	4 248	6 978	5 598	4 128	2 978
Variation totale du coût du service pour la zone ouest de la canalisation principale	(128 531)	(153 213)	(140 013)	(43 361)	(16 015)	(18 453)	(18 473)	(19 411)	(22 344)	(22 180)	(19 579)	(22 865)	(27 045)
Tronçon du triangle de l'Est	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
IGS – cession	-	(671 743)	(671 743)	(671 743)	(671 743)	(671 743)	(671 743)	(671 743)	(671 743)	(671 743)	(671 743)	(671 743)	(671 743)
Amortissement accumulé – début	-	(275 942)	(285 514)	(297 001)	(308 488)	(319 975)	(331 462)	(342 949)	(354 436)	(365 923)	(377 410)	(388 897)	(400 384)
Charge d'amortissement	-	(9 572)	(11 487)	(11 487)	(11 487)	(11 487)	(11 487)	(11 487)	(11 487)	(11 487)	(11 487)	(11 487)	(11 487)
Amortissement accumulé – fin	-	(285 514)	(297 001)	(308 488)	(319 975)	(331 462)	(342 949)	(354 436)	(365 923)	(377 410)	(388 897)	(400 384)	(411 871)
Amortissement accumulé – moyenne	-	(280 728)	(291 258)	(302 745)	(314 232)	(325 719)	(337 206)	(348 693)	(360 180)	(371 667)	(383 154)	(394 641)	(406 128)
Prime d'acquisition amortie jusqu'en 2030	-	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)
Amortissement accumulé – début	-	-	(48 403)	(106 486)	(164 569)	(222 653)	(280 736)	(338 819)	(396 903)	(454 986)	(513 069)	(571 153)	(629 236)
Amortissement – prime d'acquisition	-	(48 403)	(58 083)	(58 083)	(58 083)	(58 083)	(58 083)	(58 083)	(58 083)	(58 083)	(58 083)	(58 083)	(67 764)
Amortissement accumulé – fin	-	(48 403)	(106 486)	(164 569)	(222 653)	(280 736)	(338 819)	(396 903)	(454 986)	(513 069)	(571 153)	(629 236)	(697 000)
Amortissement accumulé – moyenne	-	(24 201)	(77 444)	(135 528)	(193 611)	(251 694)	(309 778)	(367 861)	(425 944)	(484 028)	(542 111)	(600 194)	(663 118)
Rajustement de l'actif réglementaire amorti jusqu'en 2030	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)
Amortissement accumulé – début	-	(12 048)	(27 711)	(43 373)	(59 036)	(74 699)	(90 361)	(106 024)	(121 687)	(137 349)	(153 012)	(168 675)	(184 337)
Amortissement – rajustement de l'actif réglementaire	(12 048)	(15 663)	(15 663)	(15 663)	(15 663)	(15 663)	(15 663)	(15 663)	(15 663)	(15 663)	(15 663)	(15 663)	(15 663)
Amortissement accumulé – fin	(12 048)	(27 711)	(43 373)	(59 036)	(74 699)	(90 361)	(106 024)	(121 687)	(137 349)	(153 012)	(168 675)	(184 337)	(200 000)
Amortissement accumulé – moyenne	(6 024)	(19 880)	(35 542)	(51 205)	(66 867)	(82 530)	(98 193)	(113 855)	(129 518)	(145 181)	(160 843)	(176 506)	(192 169)
Prime d'acquisition non amortie	-	(672 799)	(619 556)	(561 472)	(503 389)	(445 306)	(387 222)	(329 139)	(271 056)	(212 972)	(154 889)	(96 806)	(33 882)

Pièce 3**Détail des incidences de la cession d'actifs à Énergie Est sur le coût du service : scénario de référence**

Rajustement de l'actif réglementaire non amorti	(193 976)	(180 120)	(164 458)	(148 795)	(133 133)	(117 470)	(101 807)	(86 145)	(70 482)	(54 819)	(39 157)	(23 494)	(7 831)
Valeur comptable nette (tronçon du triangle de l'Est)	-	(391 015)	(380 486)	(368 999)	(357 512)	(346 025)	(334 538)	(323 051)	(311 564)	(300 077)	(288 590)	(277 103)	(265 616)
Base tarifaire pour la compression électrique	(11 646)	(17 667)	(19 004)	(16 920)	(12 352)	(8 815)	(7 258)	(5 679)	(3 710)	(1 732)	402	2 540	4 779
Mise en pression des lignes	-	(1 240)	(1 488)	(1 488)	(1 488)	(1 488)	(1 488)	(1 488)	(1 488)	(1 488)	(1 488)	(1 488)	(1 488)
Base tarifaire totale	(159 468)	(1 085 332)	(1 184 990)	(1 097 673)	(1 007 872)	(919 102)	(832 312)	(745 500)	(658 298)	(571 088)	(483 721)	(396 351)	(304 038)
Rendement de la dette	(6 777)	(8 485)	(7 411)	(5 882)	(5 208)	(4 521)	(3 937)	(3 333)	(2 604)	(1 883)	(1 244)	(655)	(95)
Rendement des capitaux propres	(6 442)	(43 847)	(47 874)	(44 345)	(40 718)	(37 132)	(33 626)	(30 118)	(26 595)	(23 072)	(19 543)	(16 012)	(12 282)
Rendement	(13 219)	(90 408)	(95 748)	(83 313)	(76 799)	(70 036)	(63 672)	(57 180)	(49 702)	(42 089)	(35 070)	(28 418)	(21 768)
Impôt sur le revenu	(6 362)	(23 828)	(30 390)	(29 938)	(29 497)	(29 168)	(28 819)	(28 401)	(27 930)	(27 401)	(26 824)	(26 195)	(29 004)
Amortissement	(12 464)	(74 439)	(86 458)	(86 946)	(87 316)	(87 404)	(87 426)	(87 448)	(87 456)	(87 465)	(87 469)	(87 472)	(97 153)
Taxe foncière	-	(9 123)	(12 442)	(12 815)	(13 199)	(13 595)	(14 003)	(14 423)	(14 856)	(15 301)	(15 760)	(16 233)	(16 720)
Exploitation, entretien et administration	-	(1 194)	(1 625)	(1 657)	(1 690)	(1 724)	(1 758)	(1 794)	(1 829)	(1 866)	(1 903)	(1 941)	(1 980)
Intégrité du pipeline	-	(465)	(2 760)	(620)	(620)	(620)	(1 100)	(620)	(620)	(2 970)	(620)	(620)	(620)
Coûts en électricité	-	(4 870)	(5 800)	(5 900)	(5 990)	(6 080)	(6 180)	(6 270)	(6 370)	(6 460)	(6 550)	(6 650)	(6 740)
Variation du coût du service pour le triangle de l'Est	(32 046)	(204 328)	(235 222)	(221 188)	(215 112)	(208 627)	(202 959)	(196 136)	(188 763)	(183 552)	(174 196)	(167 530)	(173 985)
Acquisition d'immobilisations pour le triangle de l'Est	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
IGS	-	2 100 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000
Amortissement accumulé – début	-	-	36 970	81 335	125 700	170 065	214 430	258 795	303 160	347 525	391 890	436 255	480 620
Charge d'amortissement	-	36 970	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365
Amortissement accumulé – fin	-	36 970	81 335	125 700	170 065	214 430	258 795	303 160	347 525	391 890	436 255	480 620	524 985
Amortissement accumulé – moyenne	-	18 485	59 153	103 518	147 883	192 248	236 613	280 978	325 343	369 708	414 073	458 438	502 803
Valeur comptable nette	-	2 081 515	2 040 848	1 996 483	1 952 118	1 907 753	1 863 388	1 819 023	1 774 658	1 730 293	1 685 928	1 641 563	1 597 198
Mise en pression des lignes	-	1 344	1 612	1 612	1 612	1 612	1 612	1 612	1 612	1 612	1 612	1 612	1 612
Base tarifaire	-	1 735 716	2 042 460	1 998 095	1 953 730	1 909 365	1 865 000	1 820 635	1 776 270	1 731 905	1 687 540	1 643 175	1 598 810
Rendement de la dette	-	74 462	82 515	70 932	69 944	68 355	67 326	66 089	62 347	57 672	54 170	51 431	49 883
Rendement des capitaux propres	-	70 123	82 515	80 723	78 931	77 138	75 346	73 554	71 761	69 969	68 177	66 384	64 592
Rendement	-	144 585	165 030	151 655	148 875	145 493	142 672	139 643	134 108	127 641	122 347	117 815	114 475
Impôt sur le revenu	-	2 305	(23 550)	(16 886)	(11 064)	(5 979)	(1 539)	2 336	5 713	8 654	11 211	13 427	15 344
Amortissement	-	36 970	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365
Taxe foncière	-	7 588	10 420	10 733	11 055	11 387	11 729	12 081	12 443	12 816	13 200	13 596	14 004
Exploitation, entretien et administration	-	2 341	3 183	3 247	3 312	3 378	3 446	3 515	3 585	3 657	3 730	5 805	5 881
Intégrité du pipeline	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	620	620
Variation du coût du service pour le triangle de l'Est	-	193 789	199 448	193 114	196 543	198 644	200 673	201 940	200 214	197 133	194 853	195 628	194 689
Variations du coût NET par tronçon	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Delta du coût du service : scénario de référence c. scénario d'Énergie Est – TOUS LES EXPÉDITEURS													
Tronçon de la zone ouest de la canalisation principale	(128 531)	(153 213)	(140 013)	(43 361)	(16 015)	(18 453)	(18 473)	(19 411)	(22 344)	(22 180)	(19 579)	(22 865)	(27 045)
Tronçon du triangle de l'Est	(32 046)	(10 539)	(35 774)	(28 074)	(18 569)	(9 982)	(2 285)	5 804	11 451	13 582	20 657	28 099	20 704
Total – TOUS LES EXPÉDITEURS	(160 577)	(163 752)	(175 787)	(71 435)	(34 585)	(28 435)	(20 758)	(13 607)	(10 893)	(8 598)	1 077	5 234	(6 342)
Taux d'actualisation	8,69 %												

Pièce 3

Détail des incidences de la cession d'actifs à Énergie Est sur le coût du service : scénario de référence

Rajustement de l'actif réglementaire non amorti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valeur comptable nette	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mise en pression des lignes	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)
Base tarifaire	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)	(9 101)
Rendement de la dette	(277)	(273)	(273)	(273)	(273)	(273)	(273)	(273)	(273)	(273)
Rendement des capitaux propres	(368)	(368)	(368)	(368)	(368)	(368)	(368)	(368)	(368)	(368)
	Rendement	(645)	(641)	(641)	(641)	(641)	(641)	(641)	(641)	(641)
	Impôt sur le revenu	3 030	2 857	2 694	2 541	2 398	2 263	2 136	2 017	1 904
	Amortissement	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Taxe foncière	(43 965)	(45 284)	(46 643)	(48 042)	(49 483)	(50 968)	(52 497)	(54 072)	(55 694)
	Exploitation, entretien et administration	(12 230)	(12 475)	(12 725)	(12 980)	(13 239)	(13 503)	(13 774)	(14 049)	(14 330)
	Intégrité du pipeline	4 088	738	728	3 128	4 638	4 248	6 978	5 598	4 128
Variation totale du coût du service pour la zone ouest de la canalisation principale	(49 722)	(54 805)	(56 587)	(55 994)	(56 327)	(58 601)	(57 798)	(61 147)	(64 633)	(67 847)
Tronçon du triangle de l'Est	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
IGS – cession	(671 743)	(671 743)	(671 743)	(671 743)	(671 743)	(671 743)	(671 743)	(671 743)	(671 743)	(671 743)
Amortissement accumulé – début	(411 871)	(423 358)	(434 845)	(446 332)	(457 819)	(469 306)	(480 793)	(492 280)	(503 767)	(515 254)
Charge d'amortissement	(11 487)	(11 487)	(11 487)	(11 487)	(11 487)	(11 487)	(11 487)	(11 487)	(11 487)	(11 487)
Amortissement accumulé – fin	(423 358)	(434 845)	(446 332)	(457 819)	(469 306)	(480 793)	(492 280)	(503 767)	(515 254)	(526 741)
Amortissement accumulé – moyenne	(417 615)	(429 102)	(440 589)	(452 076)	(463 563)	(475 050)	(486 537)	(498 024)	(509 511)	(520 998)
Prime d'acquisition amortie jusqu'en 2030	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)
Amortissement accumulé – début	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)
Amortissement – prime d'acquisition	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortissement accumulé – fin	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)
Amortissement accumulé – moyenne	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)	(697 000)
Rajustement de l'actif réglementaire amorti jusqu'en 2030	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)
Amortissement accumulé – début	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)
Amortissement – rajustement de l'actif réglementaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortissement accumulé – fin	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)
Amortissement accumulé – moyenne	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)	(200 000)
Prime d'acquisition non amortie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rajustement de l'actif réglementaire non amorti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valeur comptable nette (tronçon du triangle de l'Est)	(254 129)	(242 642)	(231 155)	(219 668)	(208 181)	(196 694)	(185 207)	(173 720)	(162 233)	(150 746)
Base tarifaire pour la compression électrique	7 018	9 257	11 496	13 735	15 974	18 213	20 452	22 691	24 930	27 169
Mise en pression des lignes	(1 488)	(1 488)	(1 488)	(1 488)	(1 488)	(1 488)	(1 488)	(1 488)	(1 488)	(1 488)
Base tarifaire totale	(248 599)	(234 873)	(221 147)	(207 421)	(193 695)	(179 969)	(166 243)	(152 517)	(138 791)	(125 065)
Rendement de la dette	214	278	345	412	480	547	614	681	748	815
Rendement des capitaux propres	(10 044)	(9 489)	(8 934)	(8 380)	(7 826)	(7 271)	(6 716)	(6 161)	(5 607)	(5 053)
	Rendement	(17 601)	(16 535)	(15 568)	(14 603)	(13 637)	(12 670)	(11 703)	(10 737)	(9 771)
	Impôt sur le revenu	1 855	1 513	1 207	931	684	466	272	100	(49)
	Amortissement	(13 726)	(13 726)	(13 726)	(13 726)	(13 726)	(13 726)	(13 726)	(13 726)	(13 726)
	Taxe foncière	(17 222)	(17 739)	(18 271)	(18 820)	(19 385)	(19 966)	(20 565)	(21 182)	(21 817)
	Exploitation, entretien et administration	(2 020)	(2 060)	(2 101)	(2 143)	(2 186)	(2 230)	(2 275)	(2 320)	(2 367)
	Intégrité du pipeline	(620)	(620)	(620)	(1 100)	(620)	(620)	(2 970)	(620)	(620)
	Coûts en électricité	(6 740)	(6 740)	(6 740)	(6 740)	(6 740)	(6 740)	(6 740)	(6 740)	(6 740)
Variation du coût du service pour le triangle de l'Est	(56 074)	(55 907)	(55 820)	(56 201)	(55 610)	(55 486)	(57 707)	(55 225)	(55 089)	(54 956)
Acquisition d'immobilisations pour le triangle de l'Est	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
IGS	2 100 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000
Amortissement accumulé – début	524 985	569 350	613 715	658 080	702 445	746 810	791 175	835 540	879 905	924 270
Charge d'amortissement	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365
Amortissement accumulé – fin	569 350	613 715	658 080	702 445	746 810	791 175	835 540	879 905	924 270	968 635
Amortissement accumulé – moyenne	547 168	591 533	635 898	680 263	724 628	768 993	813 358	857 723	902 088	946 453
Valeur comptable nette	1 552 833	1 508 468	1 464 103	1 419 738	1 375 373	1 331 008	1 286 643	1 242 278	1 197 913	1 153 548
Mise en pression des lignes	1 612	1 612	1 612	1 612	1 612	1 612	1 612	1 612	1 612	1 612
Base tarifaire	1 554 445	1 510 080	1 465 715	1 421 350	1 376 985	1 332 620	1 288 255	1 243 890	1 199 525	1 155 160
Rendement de la dette	47 255	45 302	43 971	42 640	41 310	39 979	38 648	37 317	35 986	34 655
Rendement des capitaux propres	62 800	61 007	59 215	57 423	55 630	53 838	52 045	50 253	48 461	46 668
	Rendement	110 055	106 309	103 186	100 063	96 940	93 817	90 693	87 570	84 447
	Impôt sur le revenu	16 995	18 411	19 618	20 639	21 495	22 204	22 780	23 239	23 592
	Amortissement	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365
	Taxe foncière	14 424	14 857	15 303	15 762	16 235	16 722	17 224	17 741	18 273
	Exploitation, entretien et administration	5 959	4 038	6 119	6 201	6 285	4 371	6 458	6 547	6 638
	Intégrité du pipeline	620	620	620	1 100	620	620	2 970	620	620
Variation du coût du service pour le triangle de l'Est	192 418	188 600	189 211	188 130	185 940	182 099	184 490	180 082	177 935	173 711
Variations du coût NET par tronçon	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Delta du coût du service : scénario de référence c. scénario d'Énergie Est – TOUS LES EXPÉDITEURS										
Tronçon de la zone ouest de la canalisation principale	(49 722)	(54 805)	(56 587)	(55 994)	(56 327)	(58 601)	(57 798)	(61 147)	(64 633)	(67 847)
Tronçon du triangle de l'Est	136 344	132 693	133 392	131 929	130 329	126 612	126 783	124 857	122 845	118 755
Total – TOUS LES EXPÉDITEURS	86 622	77 888	76 804	75 936	74 002	68 011	68 985	63 710	58 212	50 908

Pièce 3**Détail des incidences de la cession d'actifs à Énergie Est sur le coût du service : scénario de référence**

Amortissement accumulé – fin	1 013 000	1 057 365	1 101 730	1 146 095	1 190 460	1 234 825	1 279 190	1 323 555	1 367 920	1 412 285
Amortissement accumulé – moyenne	990 818	1 035 183	1 079 548	1 123 913	1 168 278	1 212 643	1 257 008	1 301 373	1 345 738	1 390 103
Valeur comptable nette	1 109 183	1 064 818	1 020 453	976 088	931 723	887 358	842 993	798 628	754 263	709 898
Mise en pression des lignes	1 612	1 612	1 612	1 612	1 612	1 612	1 612	1 612	1 612	1 612
Base tarifaire	1 110 795	1 066 430	1 022 065	977 700	933 335	888 970	844 605	800 240	755 875	711 510
Rendement de la dette	33 324	31 993	30 662	29 331	28 000	26 669	25 338	24 007	22 676	21 345
Rendement des capitaux propres	44 876	43 084	41 291	39 499	37 707	35 914	34 122	32 330	30 537	28 745
Rendement	78 200	75 077	71 953	68 830	65 707	62 583	59 460	56 337	53 213	50 090
Impôt sur le revenu	24 024	24 122	24 150	24 116	24 026	23 885	23 699	23 471	23 206	22 906
Amortissement	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365	44 365
Taxe foncière	19 386	19 968	20 567	21 184	21 820	22 475	23 149	23 843	24 558	25 295
Exploitation, entretien et administration	6 826	6 923	7 021	5 121	7 223	7 327	7 434	5 543	7 654	7 767
Intégrité du pipeline	620	620	620	1 100	620	620	2 970	620	620	620
Variation du coût du service pour le triangle de l'Est	173 421	171 075	168 676	164 716	163 761	161 255	161 077	154 179	153 616	151 043
Variations du coût NET par tronçon	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Delta du coût du service : scénario de référence c. scénario d'Énergie Est – TOUS LES EXPÉDITEURS										
Tronçon de la zone ouest de la canalisation principale	(68 850)	(74 364)	(76 592)	(76 466)	(77 288)	(80 069)	(79 793)	(83 693)	(87 748)	(91 552)
Tronçon du triangle de l'Est	118 598	116 381	114 104	109 777	109 408	106 998	104 551	101 207	100 956	98 325
Total – TOUS LES EXPÉDITEURS	49 749	42 017	37 512	33 311	32 120	26 929	24 758	17 514	13 208	6 773
Taux d'actualisation	8 69 %									
VAN cumulative des économies de coûts – à compter de 2018	(375 713)	(370 485)	(366 190)	(362 682)	(359 570)	(357 169)	(355 138)	(353 817)	(352 900)	(352 467)
Delta du coût du service : scénario de référence c. scénario d'Énergie Est – EXPÉDITEURS DU TRIANGLE DE L'EST										
Tronçon de la zone ouest de la canalisation principale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tronçon du triangle de l'Est	118 598	116 381	114 104	109 777	109 408	106 998	104 551	101 207	100 956	98 325
Total – EXPÉDITEURS DU TRIANGLE DE L'EST SEULEMENT	118 598	116 381	114 104	109 777	109 408	106 998	104 551	101 207	100 956	98 325
VAN cumulative des économies de coûts – à compter de 2018	(122 610)	(108 129)	(95 066)	(83 504)	(72 902)	(63 363)	(54 788)	(47 151)	(40 142)	(33 862)

ANNEXE A

(Voir pièce jointe)

TABLE DES MATIÈRES

CLAUSE 1 DÉFINITIONS ET PRINCIPES D'INTERPRÉTATION

- 1.1 Définitions
- 1.2 Certaines règles d'interprétation
- 1.3 Intégralité de la Convention
- 1.4 Annexes

CLAUSE 2 ACTIVITÉS PRÉALABLES À LA CLÔTURE

- 2.1 Questions réglementaires
- 2.2 Accès aux fins d'enquête
- 2.3 Activités intermédiaires
- 2.4 Risque de perte

CLAUSE 3 CESSION

- 3.1 Mesures prises par les Parties
- 3.2 Rajustements du Montant de cession
- 3.3 Taxes et impôts
- 3.4 Droits incessibles

CLAUSE 4 CONDITIONS PRÉALABLES

- 4.1 Conditions préalables de TCPL
- 4.2 Conditions préalables d'Énergie Est
- 4.3 Mesures visant à remplir les conditions de clôture
- 4.4 Projet du réseau principal de l'Est et Coûts liés à l'annulation du RPE

CLAUSE 5 DÉCLARATIONS ET GARANTIES

- 5.1 Déclarations et garanties de TCPL
- 5.2 Déclarations et garanties d'Énergie Est
- 5.3 Avis de non-responsabilité

CLAUSE 6 INDENNIFICATION ET RESPONSABILITÉ

- 6.1 Période de maintien en vigueur
- 6.2 Indemnité générale
- 6.3 Restrictions
- 6.4 Recours exclusif/recouvrement unique

CLAUSE 7 CONVENTIONS SUPPLÉMENTAIRES

- 7.1 Conventions supplémentaires
- 7.2 Sites des stations de pompage

CLAUSE 8 ACTIVITÉS PRÉALABLES ET POSTÉRIEURES À LA CLÔTURE

- 8.1 Activités préalables et postérieures à la Clôture
- 8.2 Transition
- 8.3 Non-concurrence

CLAUSE 9 GÉNÉRALITÉS

- 9.1 Coûts et dépenses
- 9.2 Avis publics
- 9.3 Avis
- 9.4 Modification
- 9.5 Cession
- 9.6 Application
- 9.7 Garanties supplémentaires
- 9.8 Signature et transmission

<u>Annexe</u>	<u>Description</u>
A	Actifs cédés Partie I – Pipeline Partie II – Installations pipelinières Partie III – Emprise du Pipeline
B	Grèvements autorisés
C	Rajustements du Montant de cession
D	Convention de règlement

Oléoduc Énergie Est Ltée

Modification de la Demande du Projet

Énergie Est

Volume 1: Modification de la Demande, aperçu,
justification et questions commerciales

Modification annexe Vol 1

Modification annexe Vol 1-12

Besoins en revenus – Hypothèses

1.0 BESOINS EN PRODUITS POUR LA CESSION D'ACTIFS ET LE PROJET DU RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST

Les hypothèses suivantes ont été utilisées dans le calcul de l'incidence différentielle annuelle sur les besoins en revenus occasionnée par la cession des installations de la canalisation principale à Énergie Est et l'ajout des installations du Projet du réseau principal de l'Est, y compris la mise à la réforme¹ des groupes compresseurs électriques le long de la ligne de Montréal.

Base tarifaire : Les actifs cédés seront retirés du service de transport de gaz et cédés à Énergie Est en mars 2018 et en mars 2019, entraînant une réduction de la base tarifaire, au cours de ces mois, équivalant à la valeur comptable nette des installations et à la prime d'acquisition. Les coûts associés aux installations du Projet du réseau principal de l'Est et à la réforme des groupes compresseurs électrique augmenteront la base tarifaire. De plus, cette dernière sera réduite par la valeur comptable du gaz dans les canalisations de transport.

Rendement : Le rendement est établi en appliquant un taux de rendement prévu à la variation de la base tarifaire. Le taux de rendement est calculé en fonction d'un rendement des capitaux propres ordinaires (RCP) de 10,1 pour cent pour un ratio des capitaux propres ordinaires réputé de 40 pour cent, le solde étant constitué de dette autorisée émise et non émise. Une nouvelle émission de titres d'emprunt de 650 M\$, à un taux d'intérêt de 4,75 %, a été prévue en juillet 2018.

Amortissement : La charge d'amortissement reflète la variation différentielle associée aux usines de gaz en service et les taux d'amortissement respectifs de chaque tronçon. Les taux d'amortissement utilisés sont conformes à la décision RH-3-2011, tel qu'indiqué ci-dessous :

- Zone ouest de la canalisation principale – Actifs du pipeline des Prairies – 1,83 %
- Zone ouest de la canalisation principale – Actifs du pipeline LNO – 4,24 %
- Actifs du pipeline du triangle de l'Est – 1,71 %
- Actifs des groupes compresseurs du triangle de l'Est – 3,47 %

En ce qui concerne le calcul des économies au titre de la charge d'amortissement pour les tronçons de la LNO et des Prairies, l'incidence différentielle de l'amortissement cessera lorsque les économies totales au titre de la charge d'amortissement correspondront à l'affectation du prix de cession pour les tronçons respectifs, ce qui aura lieu en 2021 dans le cas de la LNO et en 2028 dans le cas des Prairies.

Impôt sur le revenu : Les charges d'impôt changent en fonction de la variation du rendement sur les capitaux, de l'amortissement, de la DPA et de la prime

¹ « Réforme » est un terme général utilisé lorsqu'un actif est retiré du service de gazoduc, comme il est indiqué au paragraphe 36(1) du *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs*.

d'acquisition. Les comptes FNACC, utilisés dans le calcul de la DPA, sont réduits en fonction du prix de cession des installations cédées et augmentés en fonction du coût des installations du Projet du réseau principal de l'Est. À mesure que la prime d'acquisition est amortie et incluse dans les besoins en revenus, l'impôt sur le revenu est réduit proportionnellement. Un taux d'imposition sur le revenu de 26,850 pour cent est prévu pour la période.

Exploitation, entretien et administration : Les réductions des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration sont attribuables aux synergies d'exploitation sur le terrain obtenues grâce la disposition des actifs d'Énergie Est le long de l'emprise de la canalisation principale (ou adjacente à celle-ci) ainsi qu'aux gains d'efficacité réalisés en raison de l'assignation actuelle des services de soutien du siège social à la canalisation principale et à d'autres unités d'exploitation de TransCanada.

Remise en état des compresseurs : Les neuf nouveaux groupes compresseurs qui seront installés ne devraient pas occasionner de coûts de remise en état pendant environ 10 ans après leur installation. Lorsque ces coûts sont engagés, ils sont inclus dans la base tarifaire et amortis à un taux de 7,87 % (sur environ 12,7 ans). Des coûts de remise en état de 2 M\$ par groupe ont été inclus dans les besoins en revenus sur un cycle de 12 ans commençant en 2029.

Taxe foncière : Il est prévu que le retrait d'environ 3 000 kilomètres de pipeline du service de transport de gaz et l'ajout des 280 kilomètres de gazoduc du Projet du réseau principal de l'Est entraînent une réduction des taxes foncières. L'estimation a été calculée en fonction des modifications apportées au nombre de kilomètres de conduite dans chaque province. Les taxes foncières devraient augmenter de 3 % annuellement.

Intégrité du pipeline : Le retrait de 3 000 km de pipeline du service de transport de gaz et les travaux supplémentaires relatifs à l'intégrité sur la LNO et le réseau principal de l'Est auront des répercussions sur les coûts futurs d'intégrité du pipeline.

Taxe sur les carburants : La taxe sur les carburants est appliquée au gaz combustible consommé en Saskatchewan et au Manitoba. Le retrait des actifs pipeliniers du service de transport de gaz dans ces deux provinces entraînera une hausse de la consommation de gaz combustible et une hausse proportionnelle de la taxe sur les carburants.

Coûts en électricité : La réforme de 13 groupes compresseurs électriques réduira les coûts annuels en électricité.

Dépenses d'entretien évitées : Il s'agit des dépenses d'entretien normalement prévues pour les 13 groupes compresseurs électriques qui seront évitées lorsque ceux-ci seront réformés. Les dépenses d'entretien évitées réduiront le rendement, l'amortissement et l'impôt sur le revenu, calculés en fonction des mêmes paramètres qui sont cités précédemment.