

R-3900-2014

**Avis sur les approvisionnements en fourniture
et transport de gaz naturel nécessaires pour
répondre aux besoins en gaz naturel des
consommateurs québécois à moyen et
long termes**

Avis A-2014-01

18 décembre 2014

Montréal, le 18 décembre 2014

Monsieur Pierre Arcand
Ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles
5700, 4^e Avenue Ouest – Bureau A-301
Québec (Québec) G1H 6R1

Objet : Avis sur les approvisionnements en fourniture et transport de gaz naturel nécessaires pour répondre aux besoins en gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et long termes

Monsieur le Ministre,

Tel que demandé dans vos lettres du 4 juillet et 12 décembre 2014, il me fait plaisir de vous transmettre l'avis de la Régie de l'énergie sur les approvisionnements en fourniture et transport de gaz naturel nécessaires pour répondre aux besoins des consommateurs québécois à moyen et long termes.

Les constats et conclusions que nous vous soumettons aujourd'hui sont le fruit de cinq mois de travail marqués par la participation active de nombreuses personnes intéressées et experts au processus de consultation publique de la Régie.

Consciente de l'importance que vous attachez à cette réflexion, j'espère que l'avis qui vous est soumis aujourd'hui par la Régie vous sera utile.

Vous me permettez de souligner particulièrement le travail accompli par la formation des régisseurs composée de monsieur Gilles Boulianne, président de la formation, madame Françoise Gagnon et monsieur Laurent Pilotto.

Veillez agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de nos sentiments distingués.



Diane Jean

Québec, le 4 juillet 2014

Madame Diane Jean
Présidente
Régie de l'énergie
Tour de la Bourse
800, rue du Square-Victoria
Bureau 2.55
Montréal (Québec) H4Z 1A2

Madame la Présidente,

À titre de ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles, je suis préoccupé par les capacités actuelles et futures d'approvisionnement en gaz naturel pour les consommateurs québécois, en particulier les entreprises.

En effet, le gaz naturel est porteur de développement économique au Québec puisqu'il fait partie des procédés industriels de plusieurs de nos entreprises. Ainsi, le maintien d'un approvisionnement stable et prévisible ainsi qu'à un prix concurrentiel est essentiel pour maintenir les activités industrielles au Québec et pour attirer de nouveaux investissements.

Or, la stabilité des approvisionnements liée historiquement aux gisements de l'Ouest canadien pourrait être affectée par la conversion d'une partie de la canalisation principale de transport de gaz naturel de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) en oléoduc dans le cadre du projet Énergie Est. Plusieurs entreprises établies au Québec craignent d'ailleurs une pénurie de gaz naturel, notamment dans les périodes de grands froids hivernaux.

Par ailleurs, bien que la production de gaz dans le nord-est des États-Unis est en pleine progression, les consommateurs québécois peinent à y accéder en raison de la congestion des réseaux de transport gaziers en aval de la région de Dawn en Ontario. À cet effet, une entente a été conclue entre TCPL et les distributeurs de gaz naturel en Ontario et Gaz Métro inc. Cette entente est cruciale pour le développement économique du Québec puisqu'elle prévoit un cadre réglementaire novateur pour l'industrie du transport du gaz naturel et des engagements visant à résoudre les différends concernant l'approvisionnement en courte distance dont, notamment, la construction de nouvelles infrastructures permettant de désengorger le gazoduc à l'est de Dawn.

... verso

Pour définir ses orientations en matière de sécurité énergétique, le gouvernement du Québec doit être en mesure de bien connaître la demande énergétique à moyen et long termes des consommateurs et d'identifier les différentes options permettant d'y répondre. Ceci s'applique particulièrement aux approvisionnements en gaz naturel.

C'est dans ce contexte que je demande à la Régie de l'énergie, un avis contenant un portrait juste des approvisionnements en gaz naturel et des disponibilités pour le futur et ce, en vertu de l'article 42 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

Cet avis devra :

1. Établir les capacités d'approvisionnement en fourniture et transport de gaz naturel nécessaires pour répondre, à un prix compétitif, aux besoins en gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et long termes, soit d'ici 2030, en considérant divers scénarios économiques;
2. Étudier différentes options de fourniture et d'approvisionnement possibles pour répondre à la demande de gaz naturel au cours du même horizon en évaluant leur incidence sur les consommateurs de gaz naturel du Québec au niveau de la tarification et de la fiabilité.

Les travaux requis pour ce mandat devront être réalisés dans un souci d'efficacité et aux meilleurs coûts possibles, en utilisant notamment les nouvelles technologies.

L'avis de la Régie de l'énergie devra m'être transmis au plus tard le 12 décembre 2014.

Je vous prie d'agréer, Madame la Présidente, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Le ministre,

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Pierre Arcand', with a long, sweeping flourish extending to the right.

PIERRE ARCAND

Au ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles

Conformément à l'article 42 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (RLRQ, c. R-6.01), à la suite de votre demande, nous vous soumettons l'avis de la Régie de l'énergie relatif aux approvisionnements en fourniture et transport de gaz naturel nécessaires pour répondre aux besoins en gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et long termes.

Montréal, le 18 décembre 2014

Gilles Boulianne,
Vice-président

Françoise Gagnon,
Régisseur

Laurent Pilotto,
Régisseur

Table des matières

SOMMAIRE	12
1. INTRODUCTION	17
2. DEMANDE D’AVIS	18
2.1 PROCESSUS DE CONSULTATION PUBLIQUE	18
3. BESOINS EN GAZ NATUREL DES CONSOMMATEURS QUÉBÉCOIS.....	22
3.1 MISE EN CONTEXTE	22
3.1.1 Distributeurs de gaz naturel au Québec	23
3.1.2 Structure tarifaire.....	24
3.1.3 Transport de gaz naturel.....	26
3.1.4 Portrait de la demande actuelle de gaz naturel au Québec	30
3.2 PRÉVISION DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL DE 2015 À 2030.....	31
3.2.1 Secteurs résidentiel et commercial.....	32
3.2.2 Secteur industriel	33
3.2.3 Secteur des transports	36
3.2.4 Besoins industriels des régions non desservies	36
3.3 PRÉVISION DES CAPACITÉS DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL ET DE LA DEMANDE À LA POINTE.....	38
4. OPTIONS D’APPROVISIONNEMENT EN FOURNITURE ET EN TRANSPORT	42
4.1 MISE EN CONTEXTE	42
4.1.1 Décision RH-003-2011 de l’Office national de l’énergie	48
4.1.2 Entente entre TCPL et les distributeurs de la zone Est	50
4.1.3 Projet Énergie Est	51
4.2 OPTIONS D’APPROVISIONNEMENT EN FOURNITURE AU QUÉBEC	54
4.2.1 Gaz de schiste au Québec	54
4.2.2 Gaz naturel renouvelable.....	57
4.2.3 Potentiel de gaz naturel à l’île d’Anticosti et en Gaspésie.....	57
4.3 OPTIONS D’APPROVISIONNEMENT EN FOURNITURE HORS QUÉBEC.....	58
4.3.1 Abondance de gaz naturel	58
4.3.2 Prix du gaz naturel.....	59
4.3.3 Impact du projet Énergie Est sur le prix du gaz naturel	61
4.4 OPTIONS D’APPROVISIONNEMENT EN TRANSPORT SANS ÉNERGIE EST	62
4.5 OPTIONS D’APPROVISIONNEMENT EN TRANSPORT AVEC ÉNERGIE EST	65
5. CONCLUSION	74
LISTE DES ACRONYMES.....	77
LISTE DES DÉFINITIONS.....	78
LISTE DES CARTES.....	81
LISTE DES GRAPHIQUES	82
LISTE DES TABLEAUX	83
LISTE DES PERSONNES INTÉRESSÉES.....	84

SOMMAIRE

Afin de disposer de toutes les informations nécessaires à la rédaction du présent avis sur les approvisionnements en fourniture et transport de gaz naturel nécessaires pour répondre aux besoins en gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et long termes (l’Avis), la Régie a tenu une consultation publique. Elle a reçu des observations et des recommandations écrites de 12 personnes intéressées. Elle a convoqué à son audience des 6, 7 et 8 octobre 2014, sept d’entre elles ainsi que trois experts.

Besoins en gaz naturel

À l’horizon 2030, la Régie est d’avis que les besoins en gaz naturel du Québec augmenteront à un rythme annuel moyen d’environ 2 %, après prise en compte de l’impact de l’efficacité énergétique. Représentant plus de la moitié des besoins totaux, la demande du secteur industriel devrait croître à un rythme annuel moyen d’environ 2,5 %. À elle seule, la mise en service de l’usine d’Entreprise IFFCO Canada Limitée compte pour plus de 44 % de la croissance de ce secteur.

La Régie estime qu’à l’horizon 2030, les besoins de gaz naturel à la pointe s’établiront à quelque 41,0 Mm³/jour, soit une augmentation de 4,7 Mm³/jour par rapport aux capacités requises en 2015. Sur la période de 15 ans, cette augmentation correspond à une croissance annuelle moyenne de 1,2 % des besoins en capacités de transport. La Régie estime que cette croissance est modérée et que la satisfaction de ce besoin ne constitue pas un enjeu.

Contexte des approvisionnements en gaz naturel

Le marché du gaz naturel subit de profondes mutations, principalement en raison de la croissance soutenue de la production de gaz de schiste. Une part importante de cette croissance est attribuable à l’exploitation, en Pennsylvanie et en Ohio, des gisements de shale Marcellus et Utica. Les distributeurs de gaz naturel de l’Est du Canada et du Nord-Est des États-Unis achetaient traditionnellement leur fourniture auprès des producteurs de l’Ouest canadien. Ils ont maintenant tendance à s’approvisionner davantage au carrefour de Dawn, dans le sud de l’Ontario. Des dizaines de gazoducs convergent vers

ce carrefour et y apportent une part grandissante de la production provenant de ces gisements, situés à proximité.

Ce déplacement des sources d’approvisionnement se reflète directement dans les volumes de gaz naturel transportés sur le réseau principal de TransCanada Pipelines Limited (TCPL). Les coûts du réseau principal étant majoritairement fixes, cette migration des volumes crée une pression à la hausse sur les tarifs de transport pour les utilisateurs, dont les consommateurs québécois.

Options d’approvisionnement en fourniture

Première option : approvisionnement au Québec

Trois sources potentielles d’approvisionnement en gaz naturel provenant du territoire du Québec ont été considérées :

- le gaz de schiste du Québec;
- le gaz naturel de l’île d’Anticosti et de la Gaspésie;
- le gaz naturel renouvelable du Québec.

La Régie est d’avis que le gaz de schiste du Québec, de même que le gaz naturel de l’île d’Anticosti et de la Gaspésie, ne peuvent être considérés comme des options d’approvisionnement fiables à l’horizon 2030, en raison notamment des enjeux relatifs à la rentabilité économique, à l’environnement et à l’acceptabilité sociale. La Régie rappelle toutefois que deux évaluations environnementales stratégiques (EES) sont présentement en cours, soit l’EES globale sur les hydrocarbures et celle propre à l’île d’Anticosti.

Par ailleurs, si tous les projets de gaz naturel renouvelable annoncés à ce jour devaient se concrétiser, la production totale provenant de cette source ne représenterait qu’environ 1,4 % des besoins du Québec en 2030. Cette option ne peut donc assurer la fiabilité des approvisionnements du Québec.

La Régie considère donc que seul un approvisionnement en gaz naturel provenant de l'extérieur du Québec, que ce soit de l'Ouest canadien ou du carrefour d'échange de Dawn, acheminé par le réseau principal de TCPL, constitue une source fiable pour répondre aux besoins du Québec en gaz naturel.

Deuxième option : approvisionnement hors Québec

L'augmentation importante de la production des gisements de gaz de schiste du Nord-Est des États-Unis compense amplement la décroissance de la production de gaz naturel dans l'Ouest canadien.

L'abondance de la ressource devrait continuer d'exercer une pression à la baisse sur le prix du gaz naturel aux carrefours d'échange.

Devant cette abondance des réserves exploitables à faible coût, la Régie estime que la question de l'approvisionnement du Québec en gaz naturel se pose essentiellement en termes de disponibilité d'infrastructures de transport pour acheminer le gaz naturel des sites de production aux sites de consommation.

Options d'approvisionnement en transport

Dans le présent Avis, la Régie examine notamment l'impact du projet Énergie Est sur l'approvisionnement du Québec en fourniture et transport de gaz naturel. Toutefois, elle ne traite pas des autres aspects de ce projet, tels que le tracé projeté de l'oléoduc au Québec et son impact environnemental.

Première option : réseau de TCPL sans Énergie Est

Le maintien de la situation actuelle, sans la conversion d'une partie du réseau principal de TCPL en oléoduc, assurerait la fiabilité des approvisionnements pour les consommateurs de gaz naturel du Québec.

Cependant, la croissance modérée de la demande prévue au Québec et la probabilité que des expéditeurs américains ne renouvellent pas des contrats de transport ferme sur

le réseau principal de TCPL entraîneraient, à terme, une diminution des volumes transportés dans le triangle de l'Est, soit la portion du réseau principal reliant le Québec aux carrefours d'approvisionnement. Cette évolution créerait alors une pression à la hausse sur les tarifs de transport. La Régie est d'avis qu'une telle option n'est pas souhaitable.

Deuxième option : réseau de TCPL avec Énergie Est

La Régie est d'avis que la conversion en oléoduc d'une portion des segments des Prairies et du Nord de l'Ontario du réseau principal, comme le prévoit le projet Énergie Est, est souhaitable. Elle permet de résoudre le problème de sous-utilisation du gazoduc et se traduit par des bénéfices réels pour les expéditeurs et TCPL.

Les distributeurs et clients industriels du Québec sont préoccupés par les impacts du projet Énergie Est, incluant le projet Eastern Mainline qui y est associé, s'il se réalise tel que proposé par TCPL. Leurs inquiétudes portent sur la capacité de transport qui demeurera disponible sur le triangle de l'Est. Ils sont également préoccupés par la portion des coûts de ce projet que TCPL prévoit leur faire assumer, alors que le projet vise principalement à satisfaire les besoins de l'industrie pétrolière.

La Régie considère qu'il est fondamental que la capacité de transport à conserver dans le triangle de l'Est soit établie sur une base solide. Si cette condition est rencontrée, elle estime que TCPL sera en mesure de satisfaire adéquatement la croissance des besoins de capacité de transport à la pointe prévue de 2015 à 2030 (0,2 PJ/jour) pour approvisionner le Québec. Toutefois, la Régie est préoccupée par les coûts associés à la réalisation de ce projet qui seront assumés par les consommateurs québécois.

Conclusion

D'ici 2030, la demande en gaz naturel au Québec augmentera d'environ 2 % par année. La seule option d'approvisionnement fiable consiste à acheter du gaz naturel à l'extérieur du territoire et à l'acheminer au Québec par le réseau principal de TCPL.

Dans ce contexte, le projet Énergie Est est souhaitable dans la mesure où il consiste à convertir à un autre usage des actifs de transport de gaz naturel actuellement sous-utilisés. La Régie estime qu'une telle conversion pourrait contribuer à limiter la hausse des tarifs de transport de gaz naturel.

Cependant, la Régie considère qu'à partir du moment où les expéditeurs affirment qu'ils ne disposent pas de suffisamment de capacité et qu'ils sont prêts à prendre des engagements fermes pour en obtenir plus, il serait plus prudent que TCPL s'assure, au moyen d'un nouvel appel de propositions ouvert à tous les expéditeurs, que les capacités requises soient correctement établies.

Au moment de mettre sous presse, la Régie note que TCPL a lancé un nouvel appel de propositions ouvert à tous les expéditeurs pour des capacités de transport au 1^{er} novembre 2017 (NCOS 2017).

Le projet Énergie Est est conçu pour desservir avant tout les expéditeurs de pétrole. La Régie est d'avis que ces derniers devraient assumer les coûts associés au volet pétrolier de ce projet. Le volet gazier de ce projet introduit des coûts et des risques que les expéditeurs de gaz naturel n'ont pas à supporter actuellement. La Régie juge que ces derniers ne devraient pas être les seuls à les assumer. Ainsi, TCPL devrait revoir le projet de façon à assurer aux expéditeurs gaziers qu'ils n'interfinanceront pas le volet pétrole du projet et qu'ils n'auront pas à assumer un risque plus grand qu'actuellement.

1. INTRODUCTION

[1] La forte croissance de la production des gaz de schiste en provenance du Nord-Est des États-Unis provoque d'importants bouleversements sur l'ensemble du marché nord-américain du gaz naturel. Les paradigmes des dernières années sont aujourd'hui remis en question. La ressource est abondante. Le prix est avantageux. Les gisements sont situés à proximité des grands centres de consommation de l'Est, dont le Québec fait partie.

[2] Le prix d'un gigajoule (GJ) de gaz naturel semble vouloir se maintenir à un niveau historiquement peu élevé. Cependant, le déplacement des sources d'approvisionnement de l'Ouest canadien vers le Nord-Est américain nécessite l'adaptation des infrastructures de transport permettant aux consommateurs d'accéder à la ressource. Or, cette adaptation requiert d'importants investissements ayant un impact direct sur les tarifs de transport auxquels sont soumis les distributeurs ontariens et québécois ainsi que leur clientèle.

[3] Le contexte de marché ayant conduit à l'entente intervenue entre TCPL et les distributeurs de l'Est de l'Ontario et du Québec, ainsi que son impact sur la tarification des services de transport démontrent l'importance d'arrimer correctement les capacités de transport de gaz naturel aux besoins des consommateurs.

[4] Le présent Avis répond à la demande du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles (le Ministre) en présentant les besoins en gaz naturel des consommateurs québécois et les différentes options d'approvisionnement qui s'offrent à eux. L'Avis inclut également des mises en contexte afin de faciliter la compréhension des enjeux complexes que ces questions sous-tendent. Le lecteur pourra consulter la liste des acronymes et des définitions à la fin du présent document.

[5] Dans le présent Avis, la Régie examine notamment l'impact du projet Énergie Est sur l'approvisionnement du Québec en fourniture et transport de gaz naturel. Toutefois, elle ne traite pas des autres aspects de ce projet, tels que le tracé projeté de l'oléoduc au Québec et son impact environnemental.

2. DEMANDE D'AVIS

[6] Le 4 juillet 2014, le Ministre transmet à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu de l'article 42 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande d'avis sur les approvisionnements en fourniture et transport de gaz naturel nécessaires pour répondre aux besoins en gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et long termes (l'Avis). Le Ministre est en effet préoccupé par les capacités actuelles et futures d'approvisionnement en gaz naturel pour les consommateurs québécois, en particulier pour les entreprises.

[7] Dans un premier temps, le Ministre demande à la Régie d'établir les capacités d'approvisionnement en fourniture et transport de gaz naturel nécessaires pour répondre, à un prix compétitif, aux besoins en gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et long termes, soit d'ici 2030, en considérant divers scénarios économiques.

[8] Dans un second temps, le Ministre demande à la Régie d'étudier différentes options de fourniture et d'approvisionnement possibles pour répondre à la demande de gaz naturel au cours du même horizon, en évaluant leur incidence sur les consommateurs de gaz naturel du Québec en matière de tarification et de fiabilité.

[9] Par ailleurs, le Ministre demande à la Régie d'effectuer ces travaux dans un souci d'efficacité et aux meilleurs coûts possibles et de transmettre son Avis au plus tard le 12 décembre 2014.

2.1 PROCESSUS DE CONSULTATION PUBLIQUE

[10] Conformément aux articles 25 et 42 de la Loi, la Régie a tenu une consultation publique en sollicitant des observations et des recommandations écrites des personnes intéressées, sous forme de mémoires, sur les deux thèmes suivants :

- Prévission des besoins du Québec en gaz naturel à l'horizon 2030, pour l'ensemble des consommateurs et particulièrement les entreprises industrielles, en fonction de différents scénarios d'activité économique;

¹ RLRQ, R-6.01.

- Options d’approvisionnement en fourniture et en transport pour répondre aux besoins du Québec en gaz naturel à l’horizon 2030 et incidence de ces options sur le coût du gaz naturel pour les consommateurs, considérant la réalisation ou non du projet Énergie Est de TCPL.

[11] Tel qu’indiqué dans son avis public diffusé le 18 juillet 2014², la Régie a demandé aux distributeurs québécois de gaz naturel, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) et Gazifère Inc. (Gazifère), de lui présenter conjointement un rapport d’experts indépendants portant sur la prévision de la demande et les caractéristiques des approvisionnements du Québec en gaz naturel à l’horizon 2030.

[12] Le 3 septembre 2014, la Régie a reçu deux rapports d’experts, l’un préparé par KPMG-SECOR³ et l’autre par Wood Mackenzie⁴, les firmes retenues par Gaz Métro et Gazifère. Le rapport de KPMG-SECOR traite de la prévision de la demande québécoise en gaz naturel sur l’horizon 2015-2030 ainsi que des options d’approvisionnement en fourniture provenant du Québec et d’ailleurs, sur le même horizon. Le rapport de Wood Mackenzie traite des options d’approvisionnement en fourniture provenant de l’extérieur du Québec et du transport du gaz naturel jusqu’en territoire québécois, notamment dans le contexte de la réalisation du projet Énergie Est de TCPL.

[13] Le 11 septembre 2014, la Régie a autorisé TCPL à déposer un rapport d’expert indépendant. Le 23 septembre, TCPL a déposé un rapport préparé par Concentric Energy Advisors⁵.

[14] Le 18 septembre 2014, la Régie a transmis aux experts KPMG-SECOR et Wood Mackenzie des demandes de renseignements afin de clarifier certains aspects de leur rapport. Ces experts ont déposé leurs réponses le 30 septembre et le 1^{er} octobre 2014 respectivement⁶.

[15] Les mémoires des personnes intéressées ont été transmis à la Régie en format électronique et versés dans son Système de dépôt électronique. La Régie a également dédié une page particulière de son site internet à cette consultation publique. Véhicule

² Pièce A-0002.

³ Pièce C-GM-GI-0015.

⁴ Pièce C-GM-GI-0016.

⁵ Pièce C-TCPL-0010.

⁶ Pièces C-GM-GI-0010 et C-GM-GI-0013.

d'information privilégié de la Régie, cette page web contient ses instructions, la liste des personnes intéressées et leurs mémoires, les données reçues des distributeurs, les rapports d'experts, ainsi que certaines données que la Régie considère utiles à ses travaux.

[16] La Régie a tenu une audience les 6, 7 et 8 octobre 2014, dans ses locaux à Montréal. Cette audience a été diffusée intégralement, en direct, sur son site internet. Dans un souci d'efficacité et afin de répondre à la demande du Ministre dans le délai imparti, la Régie a jugé nécessaire de ne convoquer à cette audience que certaines personnes intéressées, ainsi que les experts, à savoir :

- Association des Consommateurs Industriels de Gaz (ACIG);
- Concentric Energy Advisors;
- Entreprise IFFCO Canada Limitée (IFFCO);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Gazifère Inc. (Gazifère);
- Enbridge Gas Distribution Inc. (Enbridge);
- Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro);
- KPMG-SECOR;
- TransCanada Pipelines Limited (TCPL);
- Wood Mackenzie.

[17] À la suite de l'audience, la Régie a reçu des documents complémentaires de TCPL et de Gaz Métro. La Régie a pris acte de ces documents.

[18] Le 8 décembre 2014, la Régie écrit au Ministre afin qu'il lui permette de livrer son Avis une semaine plus tard que prévu dans sa demande, soit le 19 décembre 2014⁷.

⁷ Pièce A-0036.

[19] Le 12 décembre 2014, le Ministre agrée cette demande⁸.

[20] Les coûts internes du processus de consultation, d'analyse et d'audience ont été entièrement assumés par la Régie à même l'enveloppe budgétaire globale approuvée par le gouvernement pour son exercice financier 2014-2015.

[21] Comme le prévoit la Loi, au terme du processus de consultation, la Régie pourra ordonner aux distributeurs de verser tout ou partie des frais encourus aux personnes dont elle jugera la participation utile à ses travaux.

⁸ Pièce B-0002.

3. BESOINS EN GAZ NATUREL DES CONSOMMATEURS QUÉBÉCOIS

3.1 MISE EN CONTEXTE

[22] Le gaz naturel est un combustible fossile composé d'un mélange d'hydrocarbures présents naturellement dans certaines roches poreuses, sous forme gazeuse. Bien que la composition du gaz naturel varie selon les sources, il s'agit toujours d'un gaz incolore, inodore, inflammable et composé principalement de méthane (CH₄).

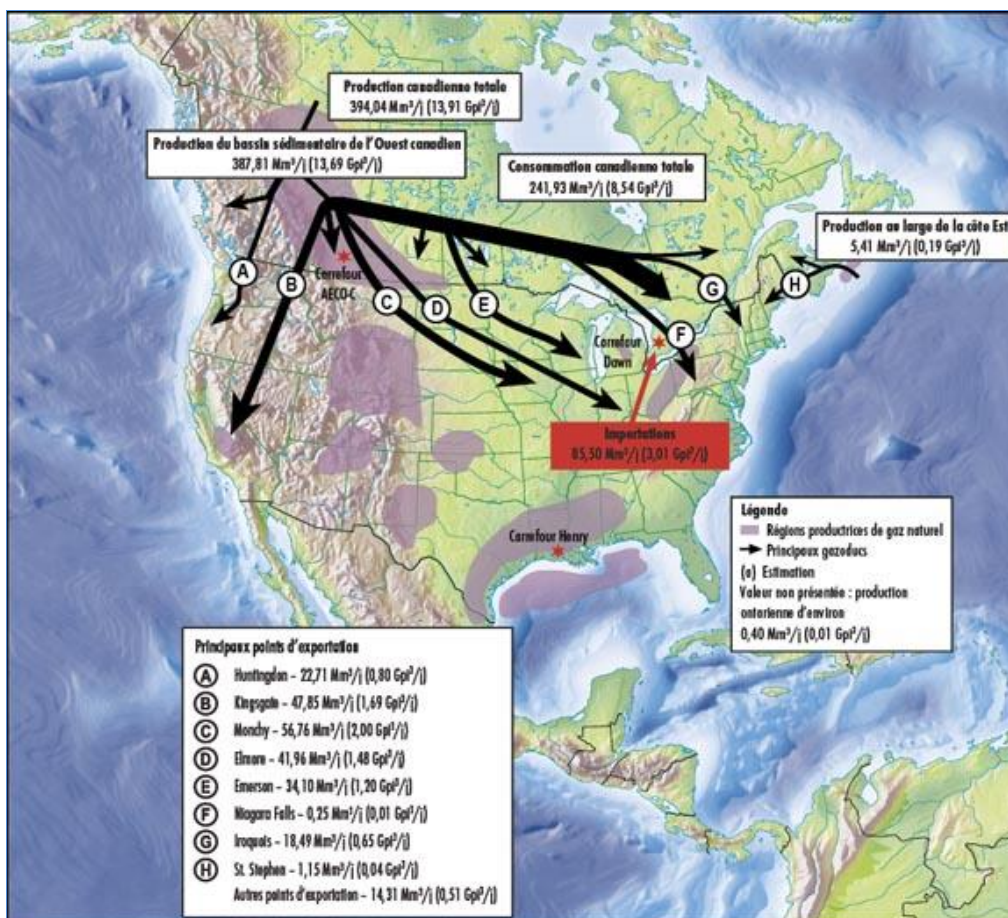
[23] Représentant 21,3 % de l'énergie consommée dans le monde en 2012, le gaz naturel est la troisième source d'énergie la plus utilisée après le pétrole (31,4 %) et le charbon (29,0 %). Avec une production d'environ 6 000 pétajoules (PJ)⁹ en 2013, le Canada se situait au 5^e rang mondial des producteurs de gaz naturel après les États-Unis, la Russie, le Qatar et l'Iran¹⁰.

[24] Au Canada, le gaz naturel provient principalement du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Il est d'abord acheminé des différents sites de production vers un carrefour d'échange situé à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan (Empress) par un réseau de collecte (Nova Gas Transmission) et ensuite transporté vers l'est sur le réseau principal de TCPL.

⁹ Pour les fins du présent Avis, la Régie considère que 1 PJ = 1 milliard de pieds cubes (1 bcf) et 1 GJ = 1 million Btu (mmBtu).

¹⁰ International Energy Agency, "Key World Energy Statistics 2014".

CARTE 1 – APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL CANADIEN EN 2012



Source : Office national de l'énergie¹¹.

3.1.1 Distributeurs de gaz naturel au Québec

[25] En vertu de la Loi, le gouvernement du Québec a accordé par décret un droit exclusif de distribution de gaz naturel sur un territoire défini à deux distributeurs, soit Gaz Métro et Gazifère.

[26] Dans la plupart des régions du Québec, à l'exception de l'Outaouais, les consommateurs de gaz naturel sont desservis par Gaz Métro. Ce distributeur compte plus de 182 000 clients dont 140 000 clients résidentiels. Il est l'un des quatre plus

¹¹ Office national de l'énergie, reproduction de la figure 2.2 « Approvisionnement en gaz naturel canadien et utilisation en 2012 » du document « Le réseau pipeline du Canada - Évaluation du marché de l'énergie », avril 2014, disponible sur le site web de l'Office, non faite en association ni avec l'appui de l'Office.
<http://www.one-neb.gc.ca/nrg/ntgrtd/trnsprttn/2014/index-fra.html#fg22>

importants distributeurs de gaz naturel au Canada, avec un volume annuel distribué de près de 210 PJ. Son réseau compte plus de 10 000 km de conduites, présentes dans plus de 300 municipalités du Québec.

[27] En Outaouais, Gazifère dessert plus de 40 000 clients résidentiels, commerciaux, institutionnels et industriels dans la ville de Gatineau. Gazifère distribue environ 6 PJ/an à travers un réseau comptant 900 km de conduites.

3.1.2 Structure tarifaire

[28] La chaîne d'approvisionnement des consommateurs de gaz naturel comprend trois étapes principales :

- l'achat du gaz naturel, appelé service de fourniture;
- le transport par gazoduc permettant d'acheminer le gaz naturel du point d'achat aux territoires des distributeurs, appelé service de transport;
- la livraison du gaz naturel aux consommateurs par les réseaux de distribution, appelée service de distribution.

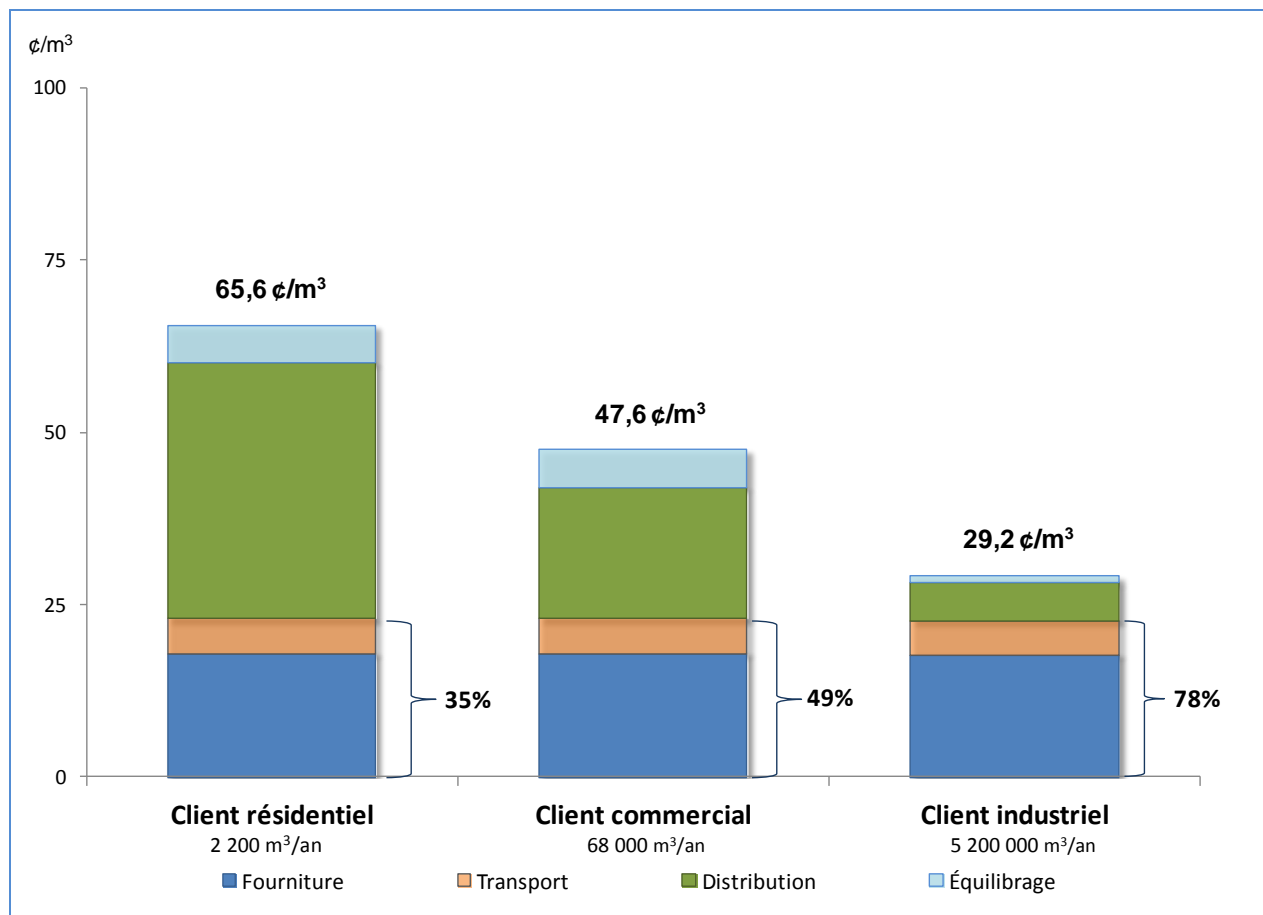
[29] Sur les territoires où les distributeurs possèdent un droit exclusif de distribution, seul le service de distribution doit obligatoirement être acquis auprès de ces distributeurs. Pour les services de fourniture et de transport, les clients ont la possibilité, sous réserve de certaines conditions prévues aux conditions de service et tarif des distributeurs, d'acheter ces services du fournisseur de leur choix.

[30] Les distributeurs offrent deux types de service de distribution, soit le service continu et le service interruptible. Les clients du service continu paient un tarif de distribution leur garantissant un approvisionnement tout au long de l'année. Les clients du service interruptible paient un tarif de distribution inférieur à celui du service continu, puisqu'ils peuvent être appelés à cesser de consommer lors des journées froides de l'hiver (période de pointe). Ces interruptions volontaires permettent aux distributeurs d'éviter de réserver de la capacité de transport qui ne serait utilisée que quelques jours, voire quelques heures par année.

[31] Le prix de distribution payé par un client pour le gaz naturel varie en fonction de son profil de consommation. Le graphique 1 illustre le prix payé pour le gaz naturel, le transport et la distribution par des clients types qui achètent les trois services de Gaz Métro.

[32] Il existe aussi un service d'équilibrage qui comprend principalement l'entreposage de gaz naturel en été pour desservir les clients en hiver.

GRAPHIQUE 1 – PRIX MOYEN PAR SERVICE POUR CERTAINS CLIENTS TYPES DE GAZ MÉTRO



Source : Régie de l'énergie, données tirées des Conditions de service et Tarif de Gaz Métro, en vigueur au 1^{er} juin 2014.

[33] Même si tous les clients paient le même tarif pour la fourniture et le transport, le graphique 1 montre que ces deux composantes représentent, à elles seules, 78 % de la facture d'un client industriel, alors qu'elles ne représentent que 35 % de la facture d'un client résidentiel.

3.1.3 Transport de gaz naturel

[34] Le gaz naturel est acheminé des sites de production vers les réseaux de distribution par des réseaux de transport, les gazoducs. Ces réseaux comprennent des canalisations enfouies sous terre, dans lesquelles le gaz naturel circule à haute pression. Les réseaux de transport livrent le gaz naturel aux distributeurs qui abaissent la pression, y ajoutent un odorisant, le mercaptan, et le livrent aux consommateurs par des canalisations basse pression de plus faible diamètre, le réseau de distribution.

[35] Le transporteur de gaz naturel offre des services de transport fermes et discrétionnaires. Le service est ferme lorsqu'il garantit à un expéditeur de gaz naturel l'accès à une capacité de transport tout au long de l'année. Les services de transport discrétionnaires, pour leur part, consistent en des services interruptible et ferme de court terme.

[36] Les utilisateurs des services de transport, c'est-à-dire ceux qui contractent des capacités sur les réseaux de transport sont appelés des expéditeurs. Ils comprennent les distributeurs, qui requièrent des capacités de transport pour approvisionner leur clientèle, des clients industriels, qui contractent des capacités pour leurs propres besoins, et des courtiers et négociants qui agissent comme intermédiaires pour différents clients.

[37] Les expéditeurs et clients industriels qui ont des besoins de capacité de transport au-delà de celles qu'ils ont contractées directement auprès du transporteur peuvent transiger sur le marché secondaire avec des courtiers, des négociants ou tout détenteur de capacité disposé à la céder.

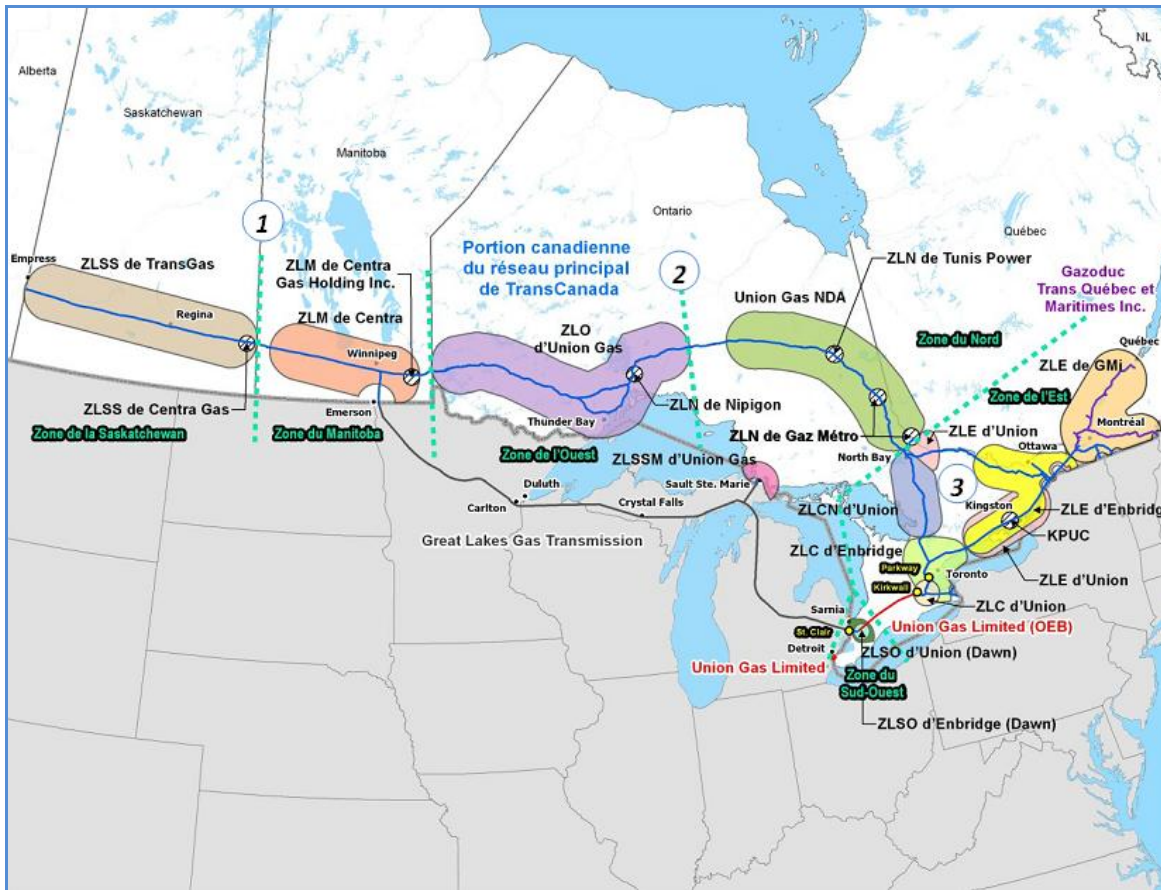
[38] L'expéditeur paie au transporteur un tarif mensuel pour les capacités qu'il a réservées, que du gaz naturel soit transporté ou non. L'expéditeur doit désigner à chaque jour le volume exact qu'il désire faire transporter (nomination). Le coefficient d'utilisation correspond au ratio entre le volume réellement transporté et le volume total que peut transporter la capacité réservée.

[39] Lorsque la capacité d'un gazoduc dépasse les besoins contractés sur une base ferme, le transporteur peut offrir des services discrétionnaires, soit, tel que mentionné ci-dessus, des services interruptible et de transport ferme de court terme.

[40] Au Canada, les tarifs de transport facturés aux expéditeurs sont réglementés par l'Office national de l'énergie (ONÉ). Ils sont établis de manière à ce que le transporteur puisse récupérer l'ensemble de ses coûts, qui sont majoritairement des coûts fixes. Ces tarifs varient selon le type de service et la distance entre les points de réception et de livraison, soit les points où le gaz naturel est reçu par le transporteur et livré au client.

[41] Le Québec est uniquement desservi par le réseau principal de TCPL. Ce réseau comprend trois sections. La première section, appelée le segment des Prairies, part de la frontière de l'Alberta pour se rendre jusqu'à la frontière du Manitoba et de l'Ontario. La seconde section, le segment du Nord de l'Ontario, traverse cette province jusqu'à North Bay. Finalement, la dernière section, située à l'est de North Bay et appelée le triangle de l'est de l'Ontario, est constituée de trois conduites formant un triangle entre North Bay, Maple, dans la région de Toronto et Iroquois, 60 km à l'ouest de Cornwall (le triangle de l'Est).

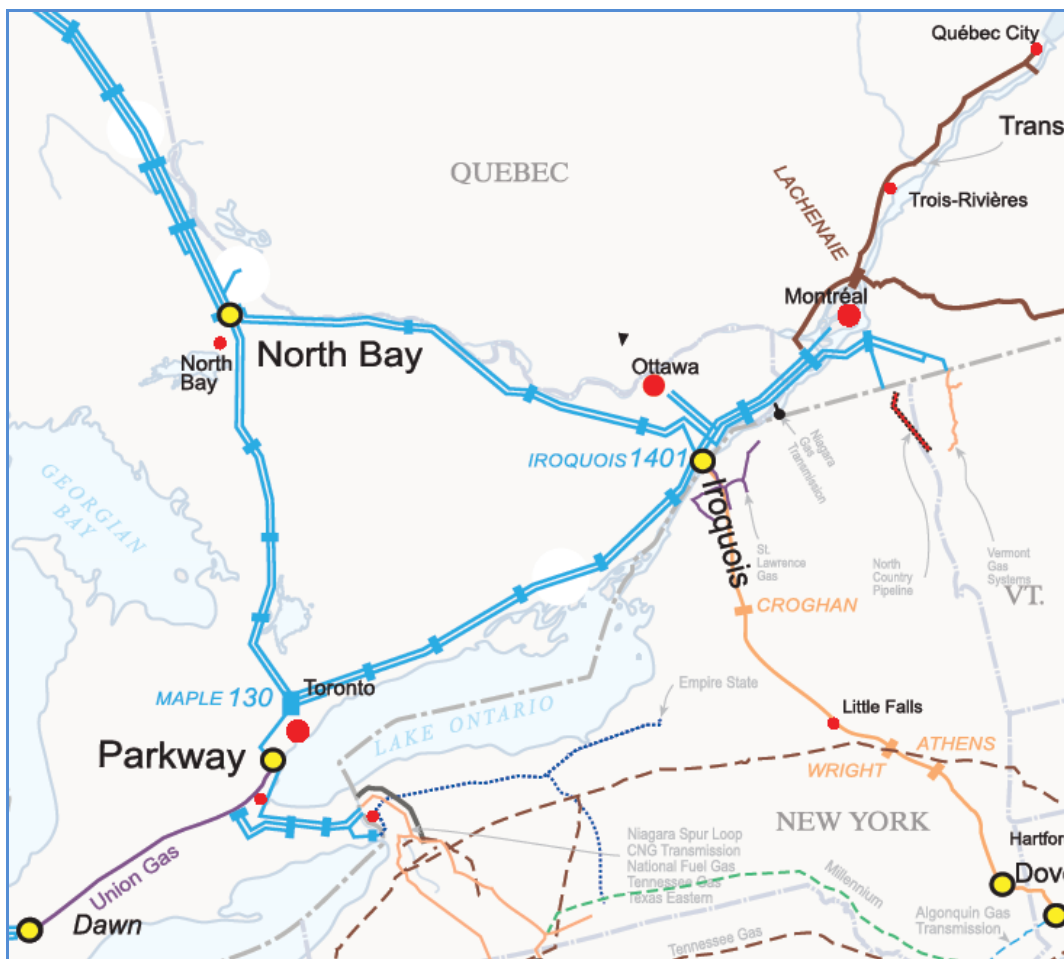
CARTE 2 – RÉSEAU PRINCIPAL DE TCPL



Source : Office national de l'énergie¹².

¹² Office national de l'énergie, « Rapport d'audit final des programmes de gestion de l'intégrité de TransCanada aux termes du Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres », février 2014, Annexe 1, Figure 1 « Réseau principal au Canada », p. 2 du dossier OF-Surv-OpAud-T211-2012-2013 01.
<https://www.neb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/cmplnc/dtrprt/2014trnscnd-ntgrt/nnx-i-fra.html>

CARTE 3 – TRIANGLE DE L'EST



Source : Wood Mackenzie, TransCanadaPipelines, analyse KPMG-SECOR¹³.

[42] Le réseau principal permet d'acheminer le gaz naturel aux différents réseaux de distribution situés à l'est de l'Alberta ainsi qu'au carrefour d'échange de Dawn, au sud de l'Ontario. Il alimente également d'autres gazoducs permettant d'expédier le gaz naturel vers différentes régions des États-Unis. Les consommateurs de gaz naturel du Québec sont captifs de ce réseau.

[43] Les points de livraison sont des lieux où le gaz naturel est retiré du réseau. Ils sont regroupés à l'intérieur de zones de livraison. Le Québec fait partie de la zone de livraison de l'est (zone Est). Le gaz naturel approvisionnant la zone Est, quelle que soit sa provenance, doit nécessairement transiter par le triangle de l'Est.

¹³ Pièce C-GM-0021, p. 29.

[44] Ainsi, les utilisateurs du Québec peuvent prendre livraison du gaz naturel qu'ils achètent dans l'Ouest canadien en le faisant transporter par TCPL, moyennant un tarif de transport longue distance ou *long haul* (LH). Ils peuvent également recevoir du gaz naturel acheté au carrefour d'échange de Dawn. Dans ce cas, le service de transport payé à TCPL s'appuiera sur un tarif de transport courte distance ou *short haul* (SH).

3.1.4 Portrait de la demande actuelle de gaz naturel au Québec

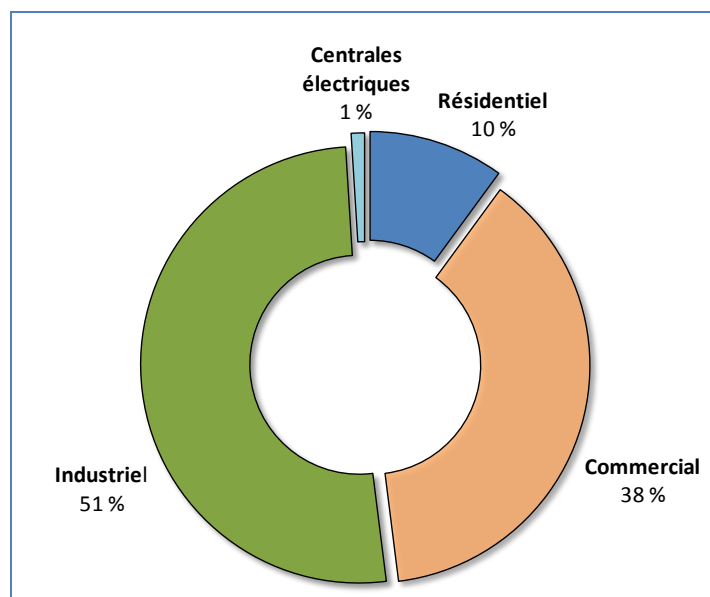
[45] Au Québec, le gaz naturel représentait 13,8 % de la consommation énergétique totale en 2011. Il se situe au deuxième rang des sources d'énergie les plus utilisées par les entreprises du Québec. À eux seuls, les clients industriels utilisent un peu plus de 53 % du gaz naturel consommé au Québec¹⁴.

[46] Au cours de la période de 2001-2012, la demande en gaz naturel au Québec a crû d'environ 1,6 % par année pour s'établir à environ 210 PJ/an¹⁵ en 2012. Durant cette période, les besoins des clientèles industrielle et commerciale ont progressé respectivement de 1,7 % et 2,2 % annuellement, alors que la demande résidentielle est demeurée relativement stable. En 2012, les besoins des clientèles industrielle, commerciale et résidentielle représentaient respectivement 51 %, 38 % et 10 % de la demande québécoise de gaz naturel.

¹⁴ Pièce C-GM-0010, p. 13.

¹⁵ ONÉ, « *Avenir énergétique du Canada 2013 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035 – Évaluation du marché de l'énergie* », annexes, tableau A2.6, demande en énergie : Québec, cas de base. Pour fins de comparaison, les volumes réels distribués par Gaz Métro en 2012-2013 étaient de 5 500 Mm³ (ou 210 PJ), (dossier R-3871-2013, pièce B-0161, p. 1) et ceux de Gazifère pour l'année 2013 étaient de 173 Mm³ (ou 7 PJ) (dossier R-3884-2014, pièce B-0010).

GRAPHIQUE 2 – RÉPARTITION DE LA DEMANDE QUÉBÉCOISE DE GAZ NATUREL PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ EN 2012



Source : Régie de l'énergie, selon les données de Concentric Energy Advisors¹⁶.

3.2 PRÉVISION DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL DE 2015 À 2030

[47] Les experts KPMG-SECOR et Concentric Energy Advisors ont présenté à la Régie une prévision de la demande en gaz naturel au Québec à l'horizon 2030. Les prévisions des deux firmes présentent des résultats similaires, malgré des sources de données et un mode d'analyse différents.

[48] À l'horizon 2030, KPMG-SECOR prévoit que la demande totale en gaz naturel au Québec atteindra 7 970 Mm³ (300 PJ), ce qui correspond à un taux de croissance annuel composé (TCAC) de 2,0 %¹⁷. Pour sa part, Concentric Energy Advisors prévoit un TCAC de 1,87 %¹⁸.

[49] Le 10 novembre 2014, Gaz Métro dépose une étude de KPMG-SECOR qui présente une prévision de la demande à l'horizon 2030 également de 300 PJ/an¹⁹.

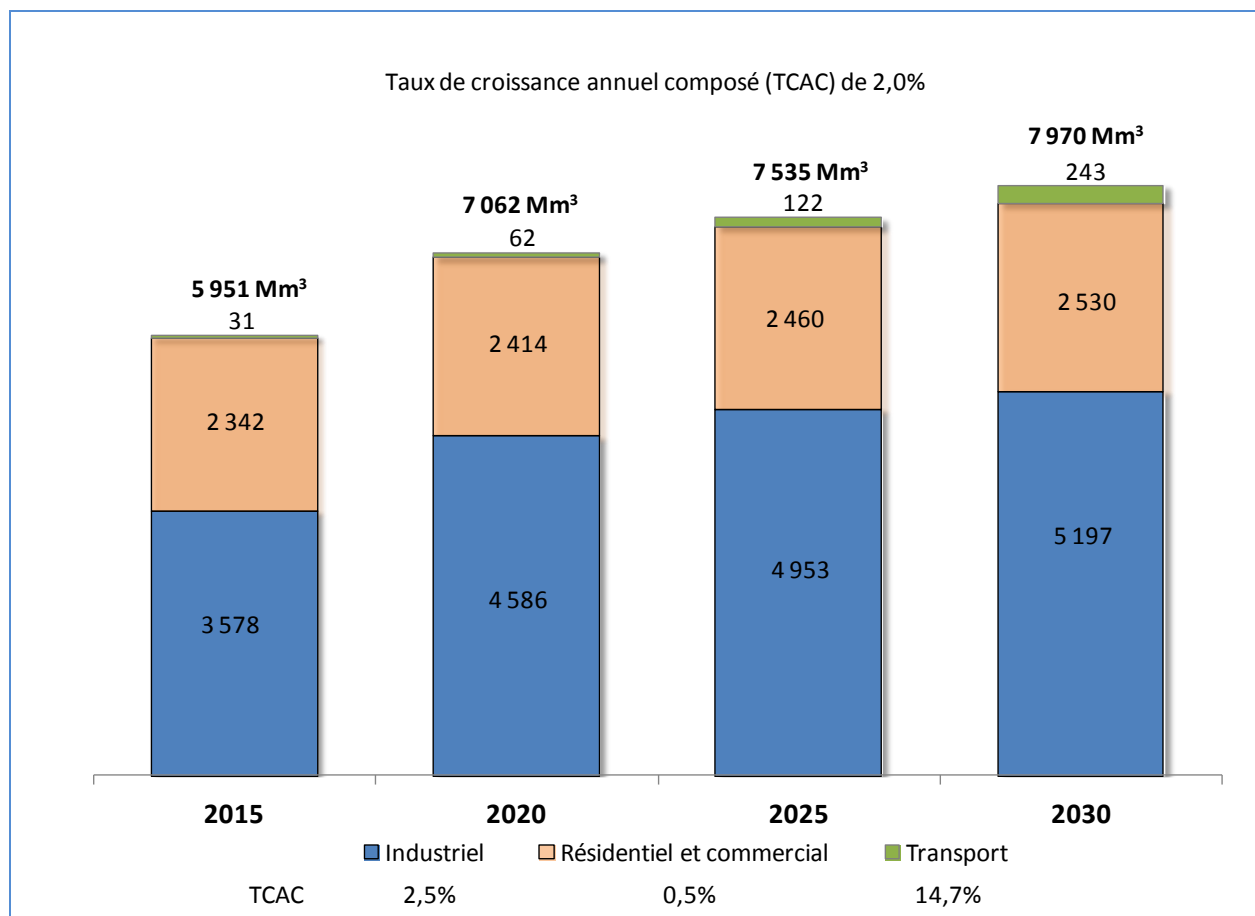
¹⁶ Pièce C-TCPL-0010, p. 4.

¹⁷ Pièce C-GM-GI-0015, p. 1.

¹⁸ Pièce C-TCPL-0010, p. 8.

¹⁹ Pièce C-GM-0021, p. 30.

GRAPHIQUE 3 – PRÉVISION DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC 2015-2030



Source : Régie de l'énergie, selon les données du scénario de base de KPMG-SECOR²⁰.

3.2.1 Secteurs résidentiel et commercial

[50] Au cours des 20 dernières années, les secteurs résidentiel et commercial ont connu respectivement une croissance annuelle moyenne d'environ -0,6 % et de 0,3 %.

[51] Bien qu'il y ait eu maintien de la demande sur l'ensemble de la période, les besoins en gaz naturel ont fluctué significativement d'une année à l'autre, particulièrement dans le secteur commercial.

[52] Selon son scénario de base, KPMG-SECOR prévoit que la demande de gaz naturel dans les secteurs résidentiel et commercial augmentera en moyenne de 0,5 % par année entre 2015 et 2030, ce qui représente une croissance totale de plus de 230 Mm³ (9 PJ)

²⁰ Pièce C-GM-GI-0015, p. 1.

par rapport à la demande en 2013. L'expert attribue cette évolution à une perspective économique positive et au maintien de la position concurrentielle du gaz naturel par rapport au mazout.

[53] Ces prévisions tiennent compte de l'impact de l'efficacité énergétique, du réchauffement climatique et de la conjoncture économique.

3.2.2 Secteur industriel

[54] Au cours des 30 dernières années, la consommation de gaz naturel dans le secteur industriel a connu une croissance annuelle moyenne de 1,8 %. À partir de 2007, l'abondance de gaz de schiste, le bas prix du gaz naturel ainsi que l'amélioration de son avantage concurrentiel par rapport au mazout lourd ont contribué à maintenir le rythme de croissance de la demande de ce secteur²¹.

[55] Pour établir la prévision de la demande des installations industrielles existantes, KPMG-SECOR effectue une analyse des perspectives de croissance dans huit catégories d'activités industrielles. Ces prévisions sont ensuite ajustées afin de tenir compte des effets liés à l'efficacité énergétique et à la conjoncture économique.

[56] Pour établir les nouvelles ventes, KPMG-SECOR dresse une liste de projets industriels potentiels à partir de sa connaissance du marché industriel et des données fournies par les distributeurs. L'expert analyse ensuite les projets identifiés afin de déterminer, pour chacun d'eux, le volume de gaz naturel requis et la probabilité de réalisation.

[57] Dans son scénario de base, il inclut dans sa prévision les projets ayant une probabilité de réalisation supérieure à 50 %. Pour les scénarios pessimiste et optimiste, il considère respectivement des probabilités de réalisation supérieures à 85 % et à 30 %.

[58] Selon le scénario de base, pour la période 2015-2030, KPMG-SECOR prévoit que la demande de gaz naturel dans le secteur industriel augmentera au rythme de 2,5 % par année. Cette croissance fera passer la demande annuelle de ce secteur de 3 578 Mm³ (136 PJ) en 2015, à 5 197 Mm³ (197 PJ) en 2030, soit une augmentation de 1 619 Mm³ (61 PJ). Cette hausse est principalement attribuable aux nouveaux clients et particulièrement à la mise en service de l'usine d'IFFCO. À elle seule, cette dernière

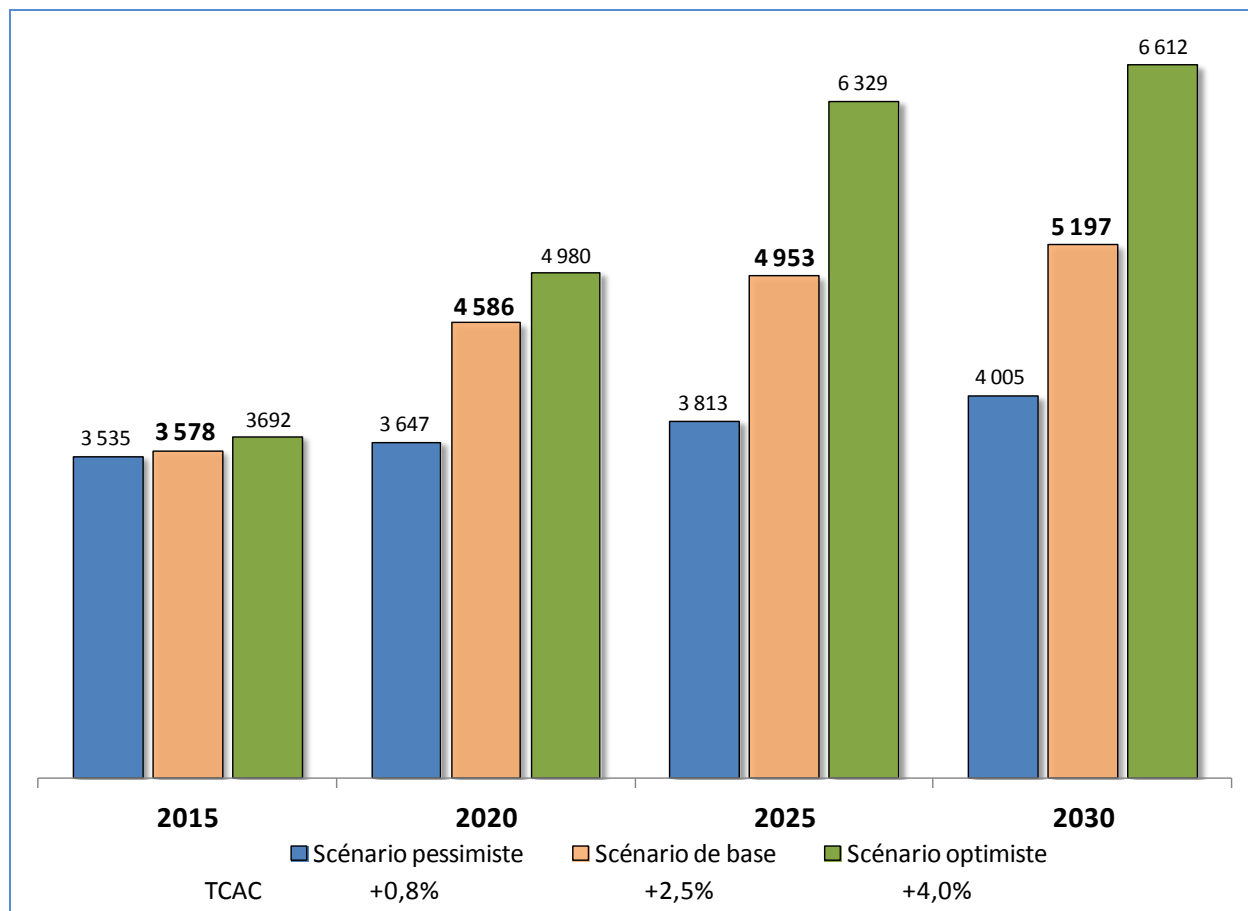
²¹ Pièce C-GM-GI-0015, p. 25.

compte pour plus de 44 % de la croissance du secteur industriel. L'expert prévoit également une reprise partielle de la production d'électricité de la centrale thermique de TransCanada Energy Limited (TCE) à compter de 2025 avec une consommation de 150 Mm³/an (6 PJ/an).

[59] La Régie note le report annoncé de la mise en service de l'usine d'IFFCO. Elle estime toutefois que ce délai n'affecte pas la prévision de la demande en gaz naturel au Québec à l'horizon 2030.

[60] Le graphique 4 présente l'évolution de la demande en gaz naturel pour le secteur industriel québécois pour la période 2015-2030, selon les différents scénarios de prévision de KPMG-SECOR.

GRAPHIQUE 4 – BESOINS EN GAZ NATUREL DU SECTEUR INDUSTRIEL QUÉBÉCOIS, SELON TROIS SCÉNARIOS (en millions de m³)



Source : Régie de l'énergie, selon les données de KPMG-SECOR²².

[61] Par ailleurs, KPMG-SECOR évalue que l'efficacité énergétique contribuera à une réduction de la demande industrielle, alors que la conjoncture économique, en raison notamment de la position concurrentielle favorable du gaz naturel, favorisera plutôt une croissance de cette demande.

[62] La Régie estime à 1,1 % la prévision de croissance annuelle de la demande industrielle de 2015 à 2030, lorsque les volumes d'IFFCO et de TCE sont exclus.

²² Pièce C-GM-GI-0015, p. 42.

3.2.3 Secteur des transports

[63] Pour les fins de son estimation de la demande en gaz naturel provenant du secteur des transports, KPMG-SECOR identifie trois grandes catégories : le transport ferroviaire (marchandises), le transport routier (marchandises) et le transport maritime (passagers et marchandises). L'expert inclut dans son estimation les technologies faisant appel à du gaz naturel liquéfié (GNL) et celles utilisant du gaz naturel comprimé.

[64] KPMG-SECOR prévoit que la demande de gaz naturel dans le secteur des transports augmentera de 14,7 % en moyenne par année entre 2015 et 2030, ce qui représente une hausse totale de plus de 212 Mm³ (8 PJ) par rapport à l'année 2015. La croissance sera particulièrement marquée par l'augmentation des besoins du transport routier et maritime. Bien que ce taux de croissance soit important, les volumes demeurent faibles par rapport à la demande totale, tous secteurs confondus²³.

3.2.4 Besoins industriels des régions non desservies

[65] Les régions de la Côte-Nord, du Nord-du-Québec, de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent ne sont pas desservies par le réseau de Gaz Métro. Or, un certain nombre de projets sont envisagés pour approvisionner ces régions, soit par l'extension du réseau de distribution actuel, soit par le transport de GNL jusqu'à ces régions.

[66] Compte tenu de la forte demande énergétique des industries de ces régions, notamment liées aux activités du secteur minier et de l'aluminium, KPMG-SECOR estime qu'il y existe un potentiel de marché non négligeable pour le gaz naturel. De plus, en présumant que le prix du gaz naturel demeure compétitif, il est plausible que ce marché puisse être desservi d'ici 2030.

[67] Dans son analyse de la demande en gaz naturel pour ces régions, KPMG-SECOR prend en considération les installations actuelles et leurs besoins énergétiques, les projets d'envergure dans le secteur du fer ainsi que le transport ferroviaire des minerais. En posant l'hypothèse que du gaz naturel soit disponible pour ces régions non desservies et qu'il s'accompagne d'un avantage concurrentiel vis-à-vis d'autres formes d'énergie, KPMG-SECOR évalue que la demande pour les régions non desservies pourrait atteindre 855 Mm³ (32 PJ) en 2030. L'expert précise que plus de 80 % de ces besoins sont associés

²³ Pièce C-GM-GI-0015, p. 24.

à l'industrie du fer et au développement de ses activités, notamment dans la Fosse du Labrador.

Conclusion sur la prévision de la demande en gaz naturel

[68] La Régie constate que, selon un scénario moyen, l'augmentation annuelle de la demande en gaz naturel au Québec d'ici 2030 suivra essentiellement la même tendance que celle observée depuis 2001, soit une augmentation d'environ 2 % par an.

[69] La Régie partage l'avis de KPMG-SECOR selon lequel la croissance de la demande au Québec proviendra principalement du secteur industriel. La Régie retient également l'hypothèse voulant que la mise en service de l'usine d'IFFCO (800 Mm³/an ou 30 PJ/an) ainsi que le redémarrage partiel, en 2025, de la centrale thermique de TCE (150 Mm³/an ou 6 PJ/an) compteront pour une grande part de la croissance de la demande d'ici 2030. En excluant le projet IFFCO, la croissance de demande anticipée au Québec est de 1,25 % par an.

[70] La Régie note également plusieurs projets d'exportation de GNL, mentionnés par KPMG-SECOR, qui pourraient avoir un impact majeur sur la prévision de la demande : Énergie Saguenay (15 000 Mm³/an ou 570 PJ/an), TUGLIQ (1 500 Mm³/an ou 57 PJ/an), Hoëgh (685 Mm³/an ou 26 PJ/an) et SLNGaz (1 500 Mm³/an ou 57 PJ/an). Ces projets ne sont cependant pas considérés par KPMG-SECOR dans son scénario de base, l'expert jugeant que leur réalisation est encore trop incertaine. Il inclut toutefois une partie du projet TUGLIQ (300 Mm³/an ou 11 PJ/an) dans son scénario optimiste.

[71] La Régie partage l'approche prudente de l'expert à ce sujet. Elle est d'avis que la réalisation de l'un ou l'autre de ces projets aurait un impact tel sur la demande à l'horizon 2030 qu'elle nécessiterait très certainement l'ajout d'importantes infrastructures de transport de gaz naturel, en sus de celles présentement en place pour desservir la clientèle du Québec. Par exemple, le projet Énergie Saguenay représente, à lui seul, près de 2,5 fois la consommation totale du Québec. Les trois autres projets représentent chacun entre 12 % et 25 % de la demande actuelle au Québec.

[72] **Compte tenu cependant de la faible probabilité de réalisation de ces projets et, surtout, de l'impact majeur qu'ils représentent sur les capacités de transport requises, la Régie ne les prend pas en considération aux fins du présent Avis. À l'horizon 2030, la Régie retient la prévision de demande de 7 970 millions m³ (300 PJ) correspondant au scénario de base de KPMG-SECOR.**

3.3 PRÉVISION DES CAPACITÉS DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL ET DE LA DEMANDE À LA POINTE

[73] Pour un distributeur, un approvisionnement fiable repose sur sa capacité à se procurer suffisamment de gaz naturel pour satisfaire les besoins de sa clientèle et à détenir des contrats de transport lui garantissant en tout temps l'accès à cette ressource. Ces deux conditions doivent plus particulièrement être rencontrées lorsque la demande est à son maximum, c'est-à-dire lors de la journée de pointe. Au Québec, cette demande maximale (ou demande à la pointe) se produit lorsque les conditions de température sont extrêmement froides.

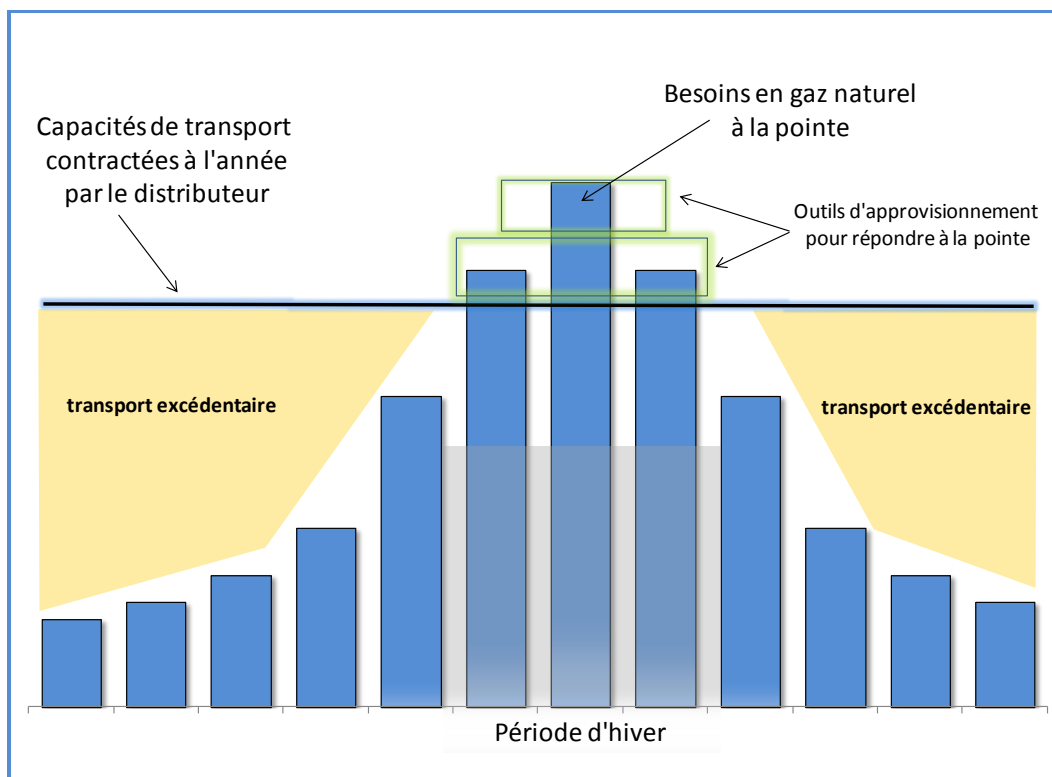
[74] Les experts Wood Mackenzie et Concentric Energy Advisors s'accordent pour dire que, pour les 15 prochaines années, la production de gaz naturel sera largement suffisante en Amérique du Nord pour rencontrer la croissance de la demande globale, tant aux États-Unis qu'au Canada. La Régie en déduit que s'il existe un problème d'approvisionnement gazier au Québec, il porte essentiellement sur la disponibilité des capacités de transport nécessaires pour acheminer le gaz naturel jusqu'aux réseaux des distributeurs québécois.

[75] Afin de planifier leurs approvisionnements, les distributeurs doivent établir une prévision de la demande lors de la journée de pointe. La prévision de la demande à la pointe est la donnée de base qui permet de déterminer les capacités de transport que les distributeurs devront contracter auprès de TCPL.

[76] Le transport requis correspond à la demande à la pointe de laquelle est déduite la contribution des outils d'approvisionnement dont disposent les distributeurs sur leur territoire respectif.

[77] Le graphique 5 illustre l'établissement du transport requis pour satisfaire la demande en gaz naturel à la pointe.

GRAPHIQUE 5 – DEMANDE EN GAZ NATUREL À LA POINTE



Source : Régie de l'énergie.

[78] Concentric Energy Advisors présente une prévision des besoins à la pointe du Québec à l'horizon 2030. L'expert utilise les données du plan d'approvisionnement de Gaz Métro pour la période 2015-2018 pour déterminer un ratio entre la demande quotidienne moyenne et la demande de la journée de pointe. Ainsi, il estime que la demande lors de la journée de pointe est égale à 2,03 fois la demande moyenne quotidienne²⁴.

[79] Ce ratio est ensuite utilisé pour établir une prévision de la demande des clientèles résidentielle, commerciale et industrielle, lors de la journée de pointe, pour chacune des années de 2018 à 2030. Les résultats sont ajustés pour tenir compte de l'entrée en production d'IFFCO et du redémarrage de la centrale thermique de TCE, en posant l'hypothèse que ces deux clients ont une consommation uniforme tout au long de l'année.

²⁴ Pièce C-TCPL-0010, p. 10 et 11.

[80] À partir de la demande à la pointe, Concentric Energy Advisors établit une prévision des besoins en transport à la pointe, en tenant compte des outils à la disposition de Gaz Métro sur son territoire lui permettant de réduire les besoins de transport à la pointe sur le réseau principal de TCPL. Ces outils correspondent aux sites d'entreposage de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien, ainsi qu'à l'usine LSR²⁵, dans l'est de Montréal.

[81] La Régie a appliqué la méthode de prévision de la demande à la pointe de Concentric Energy Advisors sur les prévisions de la demande de KPMG-SECOR. Le tableau 1 présente les résultats obtenus²⁶.

**TABLEAU 1 – DEMANDE DE GAZ NATUREL À LA POINTE AU QUÉBEC
PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ – 2015-2030**

	2015		2020		2025		2030	
	Totale Mm ³	Journée de pointe Mm ³ /jour	Totale Mm ³	Journée de pointe Mm ³ /jour	Totale Mm ³	Journée de pointe Mm ³ /jour	Totale Mm ³	Journée de pointe Mm ³ /jour
Résidentiel commercial et industriel	5 920	32,9	6 200	34,5	6 463	35,9	6 777	37,7
Transport	31	0,1	62	0,2	122	0,3	243	0,7
IFFCO	-	-	800	2,2	800	2,2	800	2,2
TCE	-	-	-	-	150	0,4	150	0,4
Total	5 951	33,0	7 062	36,9	7 535	38,8	7 970	41,0

Source : Régie de l'énergie, à partir des données de KPMG-SECOR.

Conclusion sur la prévision des capacités de transport requises

[82] En posant l'hypothèse que les outils de gestion de pointe sur le territoire de Gaz Métro demeurent inchangés d'ici 2030, la Régie considère que l'augmentation de la

²⁵ Liquéfaction, stockage et regazéification.

²⁶ Pièce C-TCPL-0010, p. 9 à 12.

demande de 2015 à 2030 lors de la journée de pointe ($8 \text{ Mm}^3/\text{jour}$)²⁷ devra être entièrement comblée par de nouvelles capacités de transport.

[83] La Régie prend en compte toutefois que les besoins d'IFFCO et de TCE ($2,2 \text{ Mm}^3/\text{jour}$ et $0,4 \text{ Mm}^3/\text{jour}$ en 2030) n'ont pas à être inclus dans la prévision des besoins additionnels de transport, puisque les capacités nécessaires pour ces clients sont déjà contractées sur une base ferme dans le triangle de l'Est.

[84] Par ailleurs, la Régie note qu'une partie de l'augmentation de la demande annuelle prévue par KPMG-SECOR est associée à la production de GNL pour le secteur des transports. Elle est d'avis que, comme l'utilisation du GNL requiert des réservoirs d'entreposage, que ce soit au point de consommation ou au point de liquéfaction, on peut présumer que la demande en gaz naturel associée à cette utilisation ne sera pas présente à la pointe. Conséquemment, la Régie exclut les besoins du secteur des transports ($0,7 \text{ Mm}^3/\text{jour}$ en 2030) de sa prévision des besoins à la journée de pointe.

[85] Ainsi, la Régie en conclut que les besoins en transport qui devront être contractés auprès de TCPL pour approvisionner le Québec augmenteront de $4,7 \text{ Mm}^3/\text{jour}$ ($0,2 \text{ PJ}/\text{jour}$)²⁸ entre 2015 et 2030, soit 20 % des capacités actuelles de transport contractées par Gaz Métro auprès de TCPL ($1 \text{ PJ}/\text{jour}$). La Régie estime que cette croissance, qui correspond à 1,2 % par année sur la période de 15 ans est modérée et que la satisfaction de ce besoin ne constitue pas un enjeu.

²⁷ $41 \text{ Mm}^3/\text{jour}$ en 2030 – $33 \text{ Mm}^3/\text{jour}$ en 2015 = $8 \text{ Mm}^3/\text{jour}$ d'augmentation.

²⁸ $8 \text{ Mm}^3/\text{jour}$ – $2,2 \text{ Mm}^3/\text{jour}$ (IFFCO) – $0,4 \text{ Mm}^3/\text{jour}$ (TCE) – $0,7 \text{ Mm}^3/\text{jour}$ (Transport) = $4,7 \text{ Mm}^3/\text{jour}$.

4. OPTIONS D'APPROVISIONNEMENT EN FOURNITURE ET EN TRANSPORT

4.1 MISE EN CONTEXTE

[86] Au Canada, à partir de 1985, le prix de la fourniture a cessé d'être réglementé pour être établi selon l'offre et la demande. Cette période a marqué l'arrivée de nouveaux joueurs sur le marché, les courtiers et les négociants en gaz naturel, ainsi que le développement de carrefours d'échange où s'établissent des prix de marché au comptant (spot), à terme et des produits dérivés.

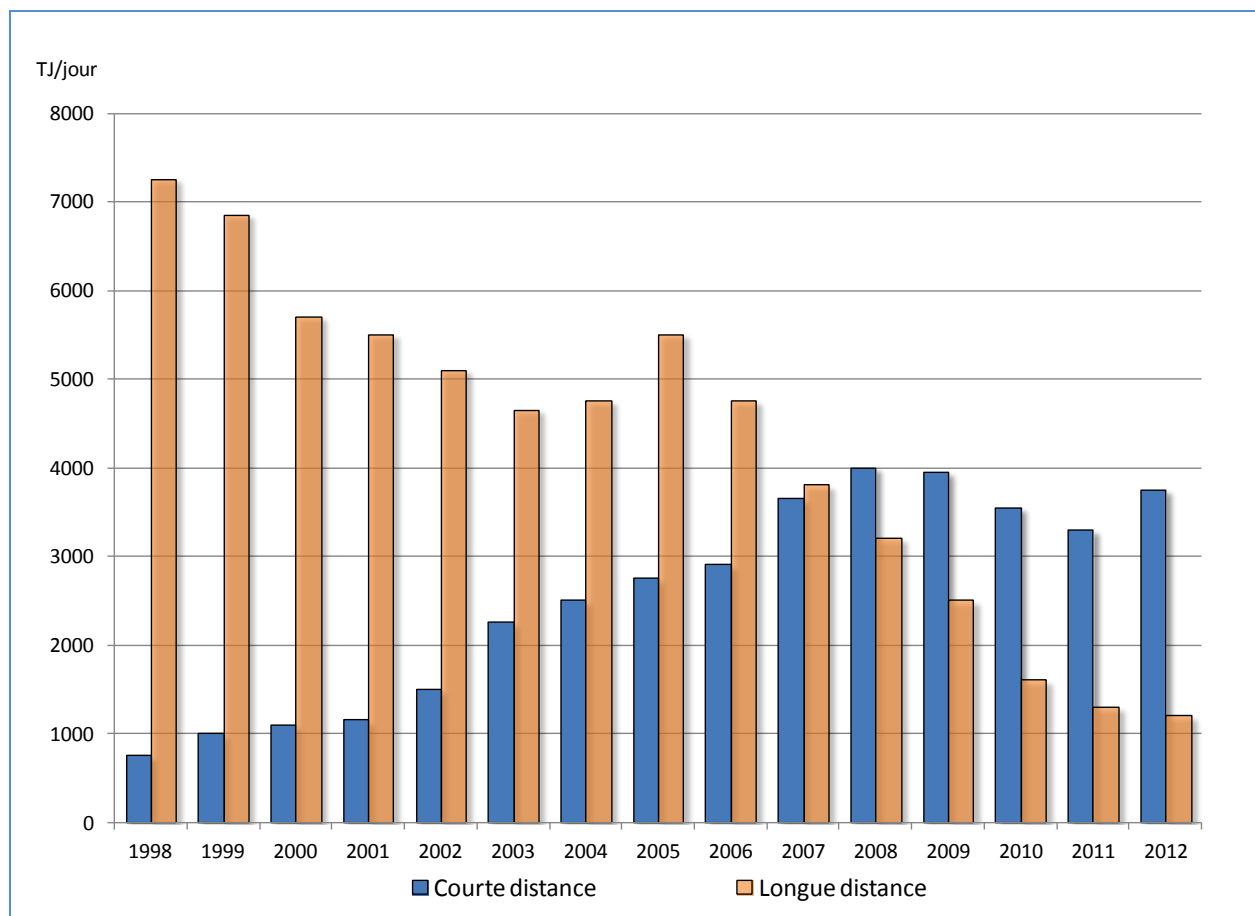
[87] Durant les années 90, le prix du gaz naturel est demeuré faible et stable. À partir des années 2000, il est devenu plus élevé et plus volatil. Cette augmentation s'explique notamment par les coûts d'exploitation plus élevés des nouveaux puits et par la forte corrélation entre le prix du gaz naturel et celui du pétrole.

[88] En 2000, l'avènement des gazoducs Alliance et Vector²⁹ introduit un élément important de concurrence au réseau principal de TCPL, puisque ces gazoducs offrent une route alternative de transport du gaz naturel de l'Ouest canadien vers les États-Unis ainsi que vers les sites d'entreposage de Dawn. Les détenteurs de contrats fermes sur ces gazoducs sont principalement des négociants.

[89] Les volumes transportés à partir de l'Ouest canadien sur le réseau de TCPL connaissent alors une baisse importante. Une migration des contrats de transport LH vers le transport SH est alors constatée. Les coûts de TCPL étant majoritairement fixes, cette migration des volumes crée une pression à la hausse sur les tarifs de transport pour les utilisateurs, dont les consommateurs québécois. Au cours de la période 2007-2011, le tarif de transport LH passe de 0,99 \$/GJ à 2,24 \$/GJ.

²⁹ Alliance est un gazoduc de 3 719 km qui transporte 1,4 PJ/jour de gaz naturel de l'Ouest canadien vers Chicago. Vector est un gazoduc de 560 km qui transporte 1 PJ/jour de gaz naturel entre Chicago et Dawn.

GRAPHIQUE 6 – DEMANDE ANNUELLE DE SERVICE FERME SUR LE RÉSEAU PRINCIPAL DE TCPL SELON LE TYPE DE PARCOURS



Source : Office national de l'énergie³⁰.

Gaz de schiste et proximité des marchés

[90] À partir de 2007, l'amélioration des techniques d'extraction, de forage et de fracturation hydraulique donne accès à une source importante d'approvisionnement en gaz naturel jusqu'alors inexploitée : le gaz de schiste. Son exploitation provoque une transformation significative du marché continental américain du gaz naturel. Auparavant, la production gazière reposait essentiellement sur le développement des réserves conventionnelles de gaz naturel et ces ressources étaient en déclin. L'Amérique du Nord envisageait alors des solutions plus onéreuses, comme l'importation de GNL, pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande.

³⁰ Office national de l'énergie, RH-001-2014 : Mainline 2013-2030, Settlement Application, pièce B-001, p. 15.

[91] À partir de 2009, l'augmentation de la production de gaz de schiste contribue à inverser la tendance haussière des prix du gaz naturel.

[92] En 2012, la plus grande partie de la croissance de la production de gaz naturel en Amérique du Nord est attribuable à l'exploitation du gaz de schiste. Selon Wood Mackenzie, en 2020, le tiers de la production américaine de gaz naturel proviendra du Nord-Est américain. Les formations géologiques Marcellus et Utica, principales sources de gaz de schiste, se trouvent en Pennsylvanie et en Ohio.

[93] L'important marché de la Nouvelle-Angleterre, bien que situé relativement près de ces gisements, n'a pas accès à des infrastructures de transport de gaz naturel qui lui permettraient de s'approvisionner directement à partir de ces sites de production. Une partie des besoins de ce marché doit donc actuellement transiter par Dawn et le triangle de l'Est pour redescendre vers les régions de Boston et de New York.

[94] Wood Mackenzie et Concentric Energy Advisors mentionnent que plusieurs projets de gazoducs sont présentement à l'étude dans le Nord-Est des États-Unis pour combler ce manque d'infrastructures. Selon ces experts, la réalisation de certains de ces projets aura un impact direct sur les volumes de gaz naturel qui transitent actuellement par le triangle de l'Est :

- Constitution pipeline : vise à acheminer 0,65 PJ/jour de gaz naturel des sites de production de Marcellus vers le gazoduc Iroquois Gas Transmission et le marché de New York;
- Northeast Energy Direct : vise à amener 1 PJ/jour de gaz naturel des sites de production de Marcellus vers le point de livraison Dracut, dans la région de Boston;
- South to North : vise l'inversion de 0,3 PJ/jour de capacité de transport du gazoduc Iroquois Gas Transmission.

CARTE 4 – PROJETS DE GAZODUCS DANS LE NORD-EST AMÉRICAIN



Source : Concentric Energy Advisors, adaptée par la Régie de l'énergie³¹.

[95] Wood Mackenzie et Concentric Energy Advisors mentionnent également plusieurs projets en amont de Dawn, dont la mise en service est prévue au cours de la période 2016-2018. Ces projets, soit, entre autres, Northern Access, Rover, Nexus, ANR East, pourraient augmenter les volumes de gaz naturel importés des gisements de Marcellus et Utica vers le carrefour d'échange de Dawn.

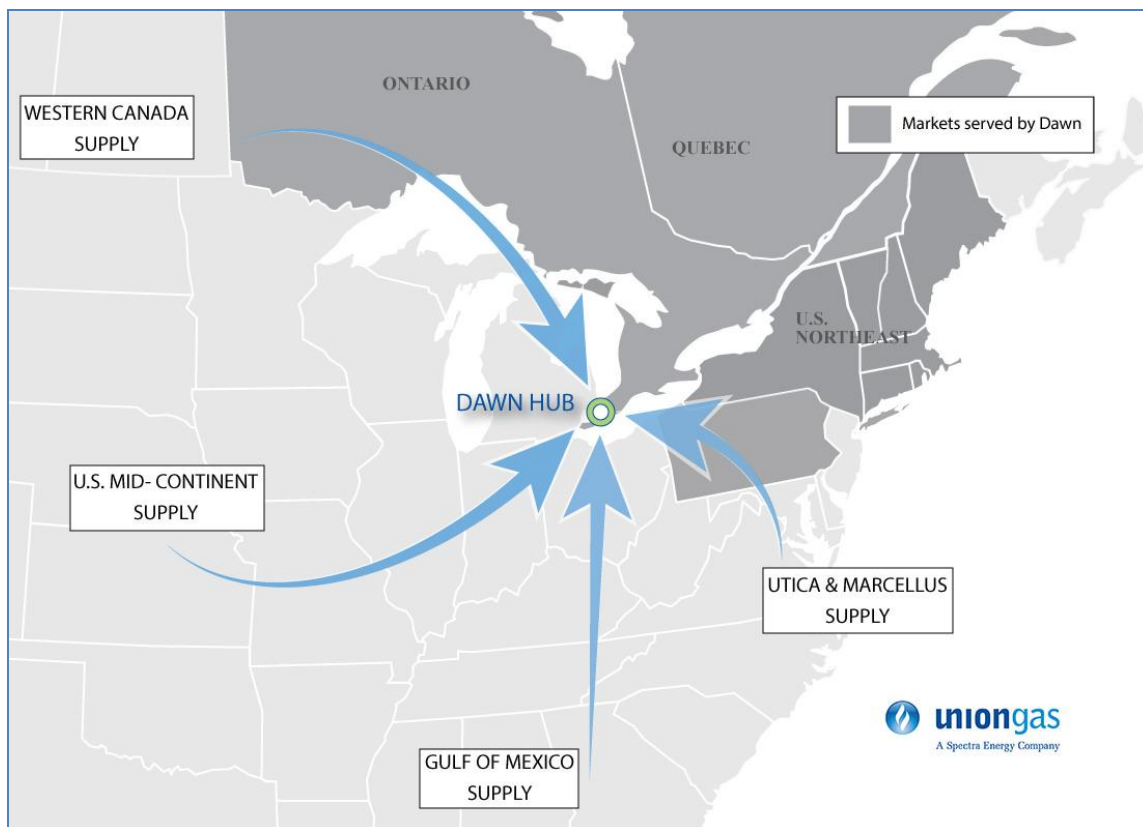
[96] Aucun des experts n'est toutefois en mesure de prévoir lesquels, parmi ces projets, seront réalisés. Il est clair cependant que l'approvisionnement du marché du Nord-Est américain subira de profonds changements dans les prochaines années. La production de gaz naturel y est abondante et les marchés de consommation veulent y avoir accès.

³¹ Pièce C-TCPL-0010, p. 31.

Carrefour d'échange de Dawn

[97] En raison de sa situation géographique et des importantes capacités de stockage qui s'y trouvent, le carrefour d'échange de Dawn est l'un des plus importants en Amérique du Nord. Ce carrefour, relié au réseau de TCPL, est situé dans le sud-ouest de l'Ontario et est alimenté par une dizaine de gazoducs américains.

CARTE 5 – CARREFOUR D'ÉCHANGE DE DAWN



Source : Union Gas³².

³² Union Gas, "Dawn area map", <https://www.uniongas.com/storage-and-transportation/about-dawn/dawn-area-maps>.

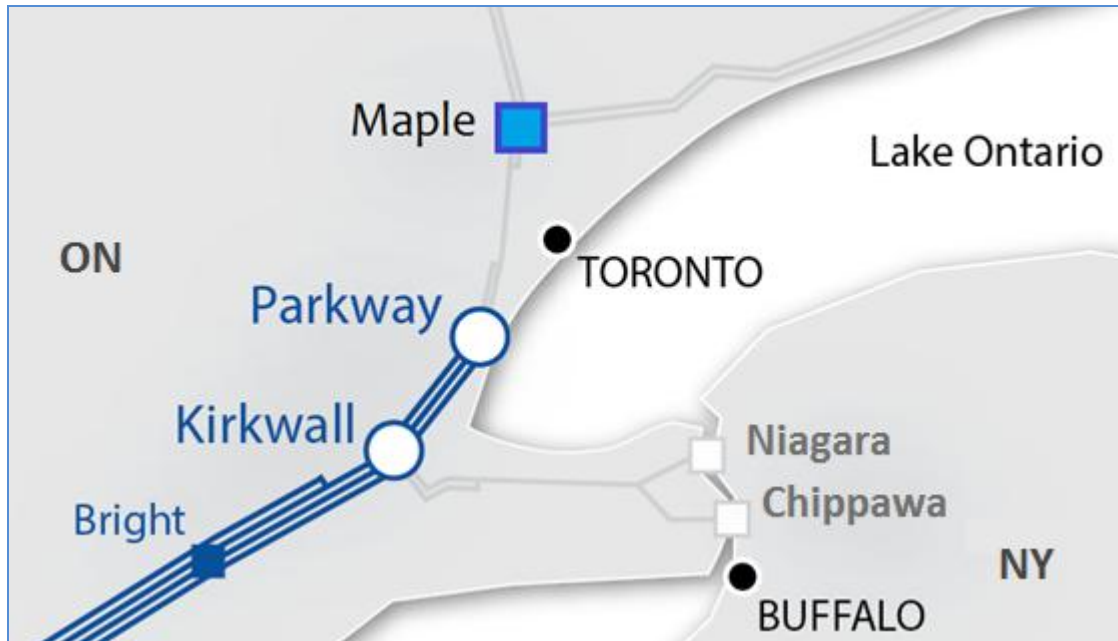
[98] Historiquement, l'écart de prix entre le gigajoule acheté à AECO³³ et à Dawn (différentiel de lieu) était égal au coût de transport entre ces deux points, parce que la plus grande partie du gaz naturel livré à Dawn provenait du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Les expéditeurs étaient donc indifférents au fait de s'approvisionner à l'un ou l'autre de ces points.

[99] Localisé à proximité des bassins gaziers du Nord-Est des États-Unis, le carrefour d'échange de Dawn reçoit maintenant plus de gaz naturel moins dispendieux provenant des gisements Marcellus et Utica. Pour les expéditeurs de la zone Est, les achats de gaz naturel à Dawn associés à du transport SH, deviennent plus économiques que les achats à AECO associés à du transport LH.

[100] Toutefois, à l'heure actuelle, la capacité de transport entre Dawn et la zone Est est limitée par un goulot d'étranglement sur le réseau principal entre Parkway et Maple, dans la région de Toronto. La réalisation d'un projet de construction de gazoduc ayant des capacités suffisantes pour permettre le plein accès au carrefour de Dawn (le projet King's North), prévu dans l'entente conclue en octobre 2013 entre TCPL et les distributeurs de la zone Est (voir section 4.1.2), est un élément clé pour assurer un accès adéquat au gaz naturel disponible.

³³ Principal point de livraison et d'échange pour le gaz naturel canadien en Alberta. Le prix du gaz naturel à ce point est le prix de référence pour le gaz naturel de l'Alberta.

CARTE 6 – RÉSEAU DE TRANSPORT PARKWAY-MAPLE



Source : Union Gas³⁴.

4.1.1 Décision RH-003-2011 de l'Office national de l'énergie

[101] En septembre 2011, TCPL a déposé une demande d'augmentation de ses tarifs auprès de l'ONÉ pour les exercices 2012 et 2013. Par cette demande, TCPL tentait de remédier aux impacts de la baisse des volumes transportés sur son réseau principal. Cette demande visait également à revoir en profondeur les principes tarifaires qui lui étaient applicables. L'ONÉ a rendu sa décision sur cette demande le 27 mars 2013³⁵.

[102] Dans cette décision, l'ONÉ reconnaît que l'exode des derniers clients détenant du transport LH sur le réseau de TCPL pourrait ultimement empêcher cette dernière de recouvrer certains coûts. En effet, les tarifs de transport LH étant supérieurs aux tarifs de transport SH, la conversion par un expéditeur d'un contrat de transport LH en SH se traduit en une perte de revenus pour TCPL.

³⁴ Union Gas. Portion du réseau d'Union Gas dans la grande région de Toronto tiré de *Union Gas Limited Binding Open Season - C1 Parkway-Dawn and Kirkwall-Dawn Firm Transportation Capacity*, <http://www.uniongas.com/storage-and-transportation/news/open-seasons/2014/jun-27>.

³⁵ Décision RH-003-2011.

[103] L'ONÉ reconnaît également que le réseau principal est sous-utilisé. Afin de permettre à TCPL d'augmenter ses revenus et d'ainsi lui donner une opportunité de récupérer ses coûts, elle lui accorde une plus grande flexibilité dans l'établissement de sa tarification des services discrétionnaires tels que le transport ferme de moins d'un an (*Short Term Firm Transportation* ou STFT) et le transport interruptible (*Interruptible Transportation* ou IT). TCPL pouvait dès lors fixer les prix qu'elle jugeait appropriés pour ces services.

[104] À la suite de cette décision, le prix de ces services, utilisés principalement en période de pointe, a augmenté de façon importante. Il est donc devenu plus économique pour les expéditeurs de remplacer ces services discrétionnaires par du transport ferme annuel non renouvelable (*Firm Transportation Non Renewable Contracts* ou FT-NR), même si une partie de la capacité contractée demeure inutilisée en été.

[105] Dans cette décision, l'ONÉ statuait également que TCPL n'a pas d'obligation de desservir les clients, et de ce fait, n'était pas obligée d'accroître sa capacité de transport³⁶.

[106] À la suite de cette décision, TCPL a avisé les distributeurs de la zone Est, dont Enbridge et Gaz Métro, qu'elle ne réaliserait pas le projet permettant de désengorger le goulot d'étranglement entre Parkway et Maple et que la capacité de transport SH sur son réseau demeurerait inchangée.

[107] Afin de pallier les effets de cette décision de TCPL, les distributeurs de la zone Est ont initié, à partir de juillet 2013, un projet visant à contourner le goulot d'étranglement dans la région de Toronto pour augmenter la capacité sur le trajet entre Dawn et la zone Est.

[108] Ce projet des distributeurs de la zone Est a donné lieu à plusieurs litiges entre ces derniers et TCPL, devant différentes instances réglementaires et judiciaires.

³⁶ Décision RH-003-2011, p. 42 : « Le réseau principal n'a pas de zone de desserte, et TransCanada n'est pas tenue par la loi de desservir des clients dans une région donnée. Les certificats d'utilité publique confèrent un droit à TransCanada, non pas une obligation, de construire des installations pour le transport de gaz ».

4.1.2 Entente entre TCPL et les distributeurs de la zone Est

[109] Ces différents litiges entre TCPL et les distributeurs de la zone Est ont été résolus le 31 octobre 2013 par la conclusion du *TransCanada Pipelines Ltd Mainline Settlement Agreement* (l'Entente)³⁷.

[110] L'Entente a été déposée auprès de l'ONÉ le 20 décembre 2013. Dans le cadre du dossier tarifaire de Gaz Métro (dossier R-3837-2013), la Régie a examiné l'Entente. Dans sa décision D-2014-064, elle a exprimé l'avis qu'il est dans l'intérêt public que l'issue de la demande d'approbation de l'Entente devant l'ONÉ soit connue dans les meilleurs délais et que Gaz Métro puisse optimiser les approvisionnements requis, afin d'assurer les meilleurs coûts à sa clientèle et, en conséquence, diminuer le niveau d'incertitude dans le marché du gaz naturel.

[111] Des audiences publiques ont eu lieu devant l'ONÉ en septembre 2014 à cet égard et la décision RH-001-2014, approuvant l'Entente, a été rendue le 28 novembre 2014. L'ONÉ a approuvé la mise en vigueur de l'Entente au 1^{er} janvier 2015.

[112] En vertu de l'Entente, TCPL s'engage à réaliser le projet King's North. En contrepartie, les expéditeurs de la zone Est s'engagent à payer une contribution qui permettra à TCPL de recouvrer ses coûts sur le réseau principal pour la période 2015-2020.

[113] L'Entente prévoit que les demandes des expéditeurs pour de nouvelles capacités de transport SH requérant des investissements devront être faites trois ans d'avance. Elle prévoit également que ces expéditeurs devront prendre des engagements de 15 ans pour ces nouvelles capacités.

[114] L'Entente établit une nouvelle méthode de tarification, détermine le niveau des tarifs de transport pour la période 2015-2020 et fixe certains paramètres applicables après 2020.

³⁷ Dossier R-3837-2013 Phase 2, pièce B-0247.

[115] Selon les termes de l'Entente, les tarifs établis par l'ONÉ dans sa décision RH-003-2011 sont modifiés comme suit :

- tarifs de transport LH vers le triangle de l'Est : +18 %;
- tarifs de transport SH : +52 %;
- tous les autres tarifs : +12 %.

[116] Ces tarifs sont fixés pour la période 2015-2020 mais l'Entente prévoit qu'ils seront revus en 2017 pour la période 2018-2020.

[117] L'Entente permet aux distributeurs de la zone Est de remplacer des contrats de transport LH par du transport SH et d'avoir accès au gaz de schiste des gisements de Marcellus et Utica par le carrefour d'échange de Dawn. Wood Mackenzie estime que ce changement permet à ces distributeurs d'obtenir une économie moyenne de 0,66 \$/GJ sur le coût du gaz naturel livré dans la zone Est³⁸.

4.1.3 Projet Énergie Est

[118] Le projet Énergie Est vise à transporter 1,1 million de barils de pétrole brut par jour (175 000 m³/jour) depuis l'Alberta jusqu'au Nouveau-Brunswick, en passant par l'Ontario et le Québec, soit sur 4 600 km. Le 30 octobre 2014, TCPL a déposé sa demande d'approbation du projet auprès de l'ONÉ³⁹.

[119] Le projet, dont la mise en service est prévue à la fin de 2018, se divise en deux parties :

- Une première partie, de Hardisty en Alberta jusqu'à Iroquois en Ontario, consiste à convertir une portion du gazoduc existant en oléoduc.

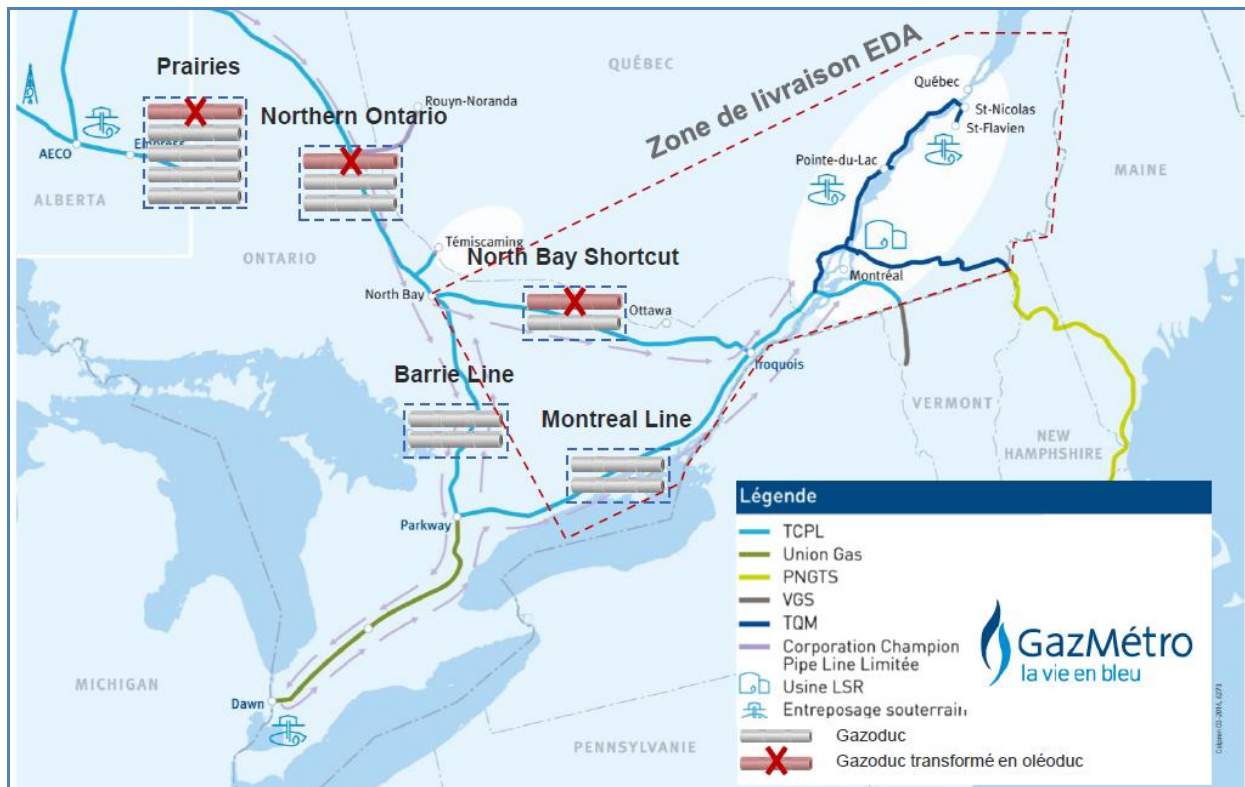
³⁸ Pièce C-GM-GI-0016, p. 27.

³⁹ Office national de l'énergie, dossier OF-Fac-Oil-E266-2014-01-01.

- Une deuxième partie comprend, notamment, la construction d'un nouvel oléoduc à partir d'Iroquois, en Ontario jusqu'à Saint John au Nouveau-Brunswick, ainsi que la construction d'installations connexes pour assurer le transport du pétrole brut de l'Alberta au Nouveau-Brunswick. Ce projet d'oléoduc traverse le Québec et prévoit la construction de deux terminaux maritimes, un à Cacouna et l'autre à Saint John.

[120] Selon la Régie, la conversion du gazoduc existant entre Hardisty et North Bay, sur les segments des Prairies et du Nord de l'Ontario, ne pose pas d'enjeu de transport. La capacité de transport de gaz naturel disponible sur ces segments après la conversion sera largement suffisante pour satisfaire la demande.

CARTE 7 – PROJET DE CONVERSION DES GAZODUCS



Source : Gaz Métro, Wood Mackenzie, analyse KPMG-SECOR⁴⁰.

⁴⁰ Pièce C-GM-0021, p. 28.

[121] Par contre, TCPL et les expéditeurs s’entendent sur le fait que la capacité restante, après conversion du segment reliant North Bay à Iroquois (raccourci North Bay), sera insuffisante pour couvrir les besoins des expéditeurs de la zone Est, particulièrement en période de pointe.

[122] Pour compenser ce déficit de capacité, TCPL propose de réaliser le projet de gazoduc Eastern Mainline qui consiste en une nouvelle conduite d’une longueur d’environ 370 km entre Markham⁴¹ et Iroquois parallèlement au gazoduc existant, la ligne de Montréal. Ce projet fait partie intégrante du projet Énergie Est.

[123] Tel que présenté au tableau 2, le projet Eastern Mainline ne prévoit remplacer qu’une partie de la capacité de transport de gaz naturel convertie au pétrole sur le raccourci North Bay.

TABLEAU 2 – CAPACITÉ DE TRANSPORT DU TRIANGLE DE L’EST

	PJ/jour
Capacité actuelle	3,2
Capacité retirée sur le raccourci North Bay	(1,2)
Capacité après la conversion du raccourci North Bay en oléoduc	2,0
Capacité du Projet Eastern Mainline	0,6
Capacité après la conversion du raccourci North Bay en oléoduc et la mise en service du projet Eastern Mainline	2,6

Source : Régie de l’énergie, selon les données de Gaz Métro⁴².

[124] La conversion d’une partie de la capacité de transport sur le raccourci North Bay et son remplacement par le projet Eastern Mainline constitue un enjeu majeur pour les expéditeurs de la zone Est. De façon unanime, ces derniers contestent la proposition de TCPL. Cet aspect est traité plus en détail dans la section 4.2 du présent Avis.

⁴¹ Markham et Parkway sont situées en banlieue de Toronto.

⁴² Pièce C-GM-0010, p. 42.

4.2 OPTIONS D'APPROVISIONNEMENT EN FOURNITURE AU QUÉBEC

[125] Actuellement, le gaz naturel consommé au Québec provient de l'extérieur de la province et est acheminé sur le territoire par gazoduc. Un seul gazoduc, le réseau principal de TCPL, relie les réseaux des distributeurs québécois aux points d'approvisionnement. Dans le cas de Gazifère, le lien avec le réseau principal se fait par l'entremise du réseau de distribution d'Enbridge.

[126] KPMG-SECOR identifie trois sources potentielles d'approvisionnement à l'intérieur du territoire qui pourraient permettre au Québec de s'affranchir du réseau principal de TCPL :

- le gaz de schiste du Québec;
- le gaz naturel renouvelable;
- le gaz naturel de l'île d'Anticosti et de la Gaspésie.

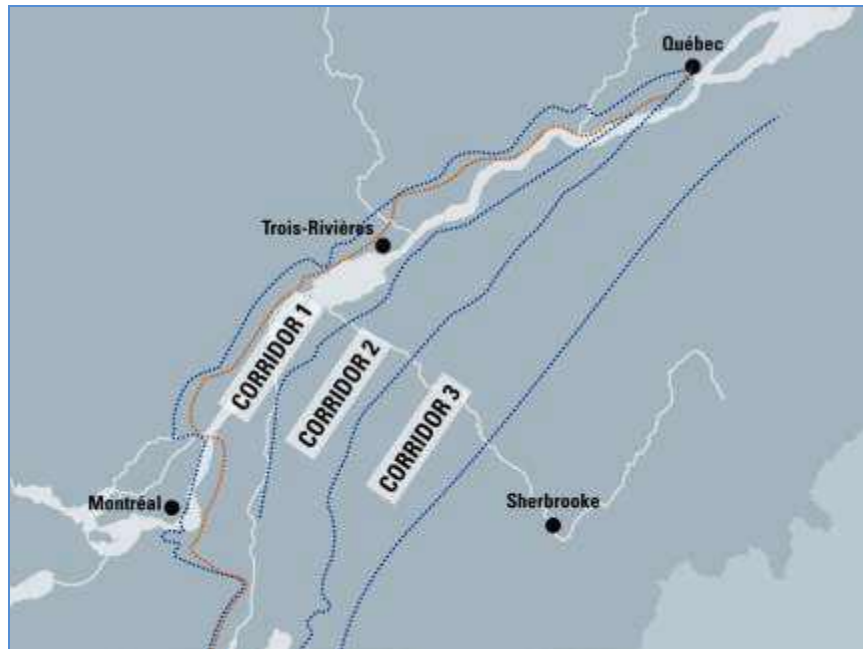
[127] Par ailleurs, l'impact de l'efficacité énergétique ayant été pris en compte dans la prévision de la demande, la Régie estime qu'il n'y a pas lieu de l'inclure dans les options d'approvisionnement considérées au présent Avis.

4.2.1 Gaz de schiste au Québec

[128] KPMG-SECOR explique que le gaz de schiste du Québec représente un potentiel très élevé mais qu'il ne sera pas exploité à court terme.

[129] Une partie de la formation géologique de l'Utica est située au Québec dans les basses-terres du Saint-Laurent, entre Montréal et Québec. Cette zone est divisée en trois corridors d'exploration.

CARTE 8 – CORRIDORS D’EXPLORATION DES SHALES DE L’UTICA AU QUÉBEC

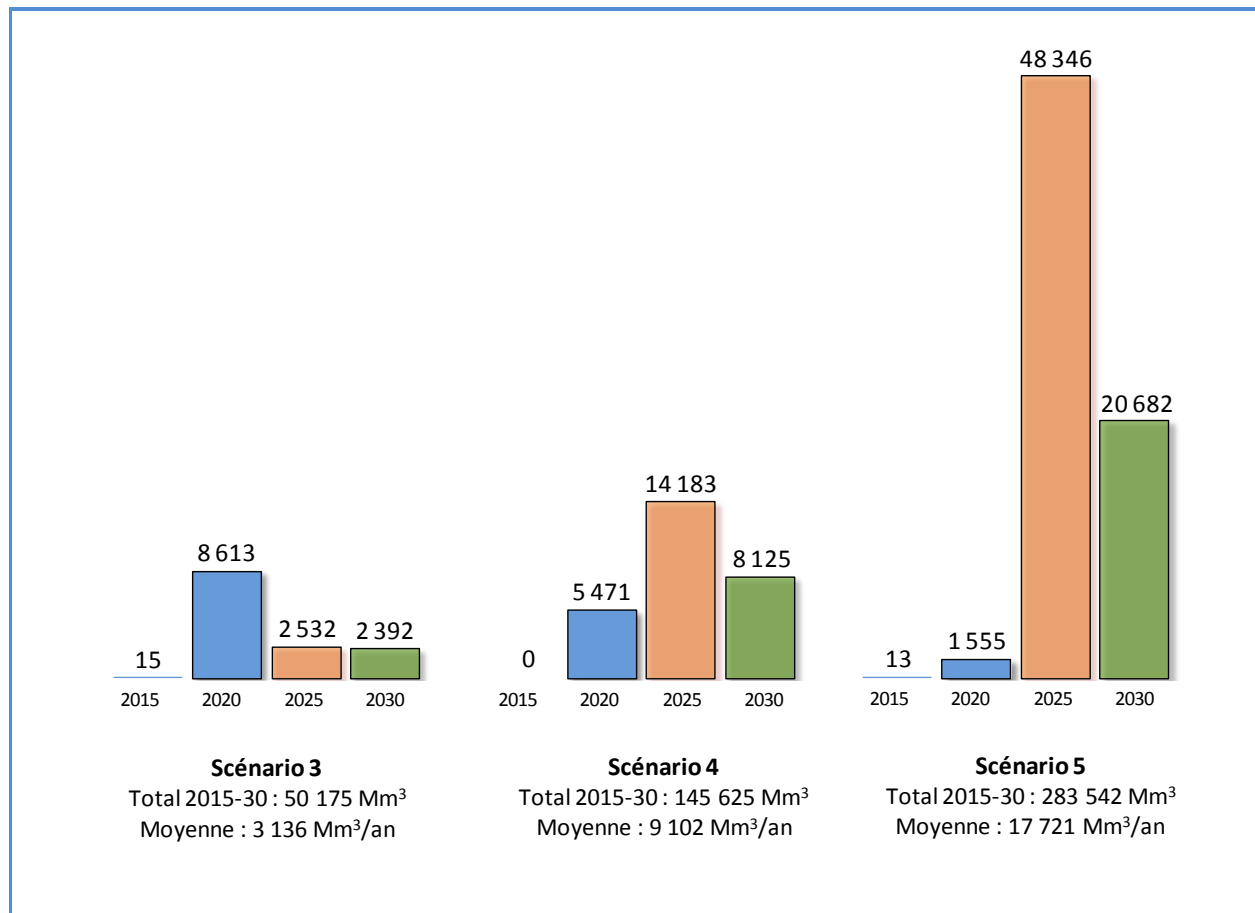


Source : Rapport de KMPG-SECOR⁴³.

[130] Parmi cinq scénarios élaborés par le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (CEES) mis sur pied en mai 2011 par le ministre du Développement durable, de l'Environnement et Lutte contre les changements climatiques, KPMG-SECOR présente les trois scénarios comprenant des prévisions de production (scénarios 3, 4 et 5). Un premier scénario (scénario 3) prévoit le forage de 1 000 puits sur une période de 10 ans dans le nord-est du corridor d'exploration 2. Un second scénario (scénario 4) touchant l'ensemble du corridor 2 examine une exploitation plus intensive avec 3 600 puits déployés sur une période de 15 ans. Enfin, dans le troisième scénario (scénario 5), le déploiement comprend 9 000 puits sur une période de 20 ans dans l'ensemble des corridors d'exploration.

⁴³ Pièce C-GM-GI-0015, p. 64.

**GRAPHIQUE 7 – OFFRE POTENTIELLE DE GAZ DE SCHISTE
PRODUIT AU QUÉBEC
(en millions de m³)**



Source : Régie de l'énergie, selon les données de KPMG-SECOR⁴⁴.

[131] Selon ces scénarios, la production québécoise de gaz de schiste pourrait approvisionner une très grande part, sinon toute la demande de gaz naturel au Québec, soit environ 7 970 Mm³/an à l'horizon 2030 (300 PJ/an). KPMG-SECOR estime toutefois que les enjeux relatifs à la rentabilité économique, à l'environnement et à l'acceptabilité sociale associés à l'exploitation du gaz de schiste au Québec sont aujourd'hui encore trop importants pour compter sur une telle production à l'horizon 2030.

⁴⁴ Pièce C-GM-GI-0015, p. 68.

4.2.2 Gaz naturel renouvelable

[132] KPMG-SECOR évoque la difficulté, pour les municipalités, de rentabiliser la valorisation de gaz naturel renouvelable provenant des déchets organiques.

[133] Étant donné les incertitudes reliées à la rentabilité des projets de production de gaz naturel renouvelable, KPMG-SECOR est d'avis que les estimations de l'offre potentielle de gaz naturel renouvelable au Québec doivent se baser sur les projections de production des projets annoncés.

[134] L'expert estime que la production de gaz naturel renouvelable atteindra 4 PJ/an en 2030, lorsque tous les projets annoncés à ce jour se seront concrétisés. Ce niveau de production représente environ 1,4 % des besoins du Québec en gaz naturel à cette date.

4.2.3 Potentiel de gaz naturel à l'île d'Anticosti et en Gaspésie

[135] En ce qui a trait aux gisements potentiels de gaz naturel à l'île d'Anticosti et en Gaspésie, KPMG-SECOR est d'avis qu'il n'y a pas lieu de considérer qu'ils pourront contribuer à l'offre de gaz naturel au Québec à l'horizon 2030. L'expert considère qu'il y a actuellement trop d'incertitude entourant le potentiel de gaz naturel qu'il serait possible d'extraire de façon rentable de ces gisements.

[136] La Régie note que deux évaluations environnementales stratégiques (EES) sont présentement en cours, soit l'EES globale sur les hydrocarbures et l'EES propre à l'île d'Anticosti. Ces évaluations visent notamment à préciser le potentiel économiquement exploitable en hydrocarbures sur le territoire.

[137] Le cas échéant, l'exploitation de gaz de schiste pourrait changer le portrait des approvisionnements en gaz naturel au Québec. Cependant, comme mentionné précédemment, le présent Avis ne tient pas compte de ces sources potentielles.

Conclusion sur les options d'approvisionnement en fourniture au Québec

[138] Le prix du gaz naturel étant établi par des mécanismes de marché, la valeur du gaz naturel produit sur le territoire du Québec sera égale au prix du gaz naturel livré au Québec sur le réseau principal. En pratique, à moins que la production sur le territoire

du Québec n'atteigne des niveaux tels que l'équilibre offre-demande sur le marché en soit affecté, le prix d'un gigajoule de gaz naturel produit au Québec correspondra au prix de fourniture à Dawn plus la valeur du transport de Dawn jusqu'au Québec.

[139] La Régie constate qu'il n'y a pas d'option d'approvisionnement sur le territoire du Québec qui puisse avoir un impact significatif à l'horizon 2030. Pour les 15 prochaines années, un approvisionnement provenant de l'extérieur du Québec, soit de l'Ouest canadien ou du carrefour d'échange de Dawn et acheminé par le réseau principal de TCPL, demeurera la seule source fiable pour répondre aux besoins du Québec en gaz naturel.

4.3 OPTIONS D'APPROVISIONNEMENT EN FOURNITURE HORS QUÉBEC

4.3.1 Abondance de gaz naturel

[140] La production de gaz naturel du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien est passée de 17 PJ/jour en 2001 à un creux de 13,5 PJ/jour en 2013. Wood Mackenzie entrevoit toutefois une croissance de la production dans plusieurs gisements de gaz de schiste de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, ainsi qu'une reprise de la production provenant des gisements de source conventionnelle grâce au forage horizontal.

[141] L'expert précise qu'il existe d'abondantes ressources de gaz naturel ayant de faibles coûts de production aux États-Unis. Ainsi, la production américaine devrait poursuivre sa croissance et atteindre 85 PJ/jour en 2020 pour culminer à 110 PJ/jour en 2030. L'abondance de la ressource devrait continuer d'exercer une pression à la baisse sur le prix de fourniture au carrefour d'Henry (Henry Hub) qui est un prix de référence en Amérique du Nord⁴⁵.

[142] À elle seule, la production dans le Nord-Est des États-Unis, qui repose entre autres sur les importants gisements Marcellus et Utica, devrait ajouter 12,5 PJ/jour à l'offre américaine entre 2014 et 2020 et 4 PJ/jour entre 2021 et 2030.

⁴⁵ Henry Hub est un important carrefour d'échange situé en Louisiane. Le prix du gaz naturel à ce point est le prix de référence pour les contrats à terme négociés sur le New-York Mercantile Exchange (NYMEX).

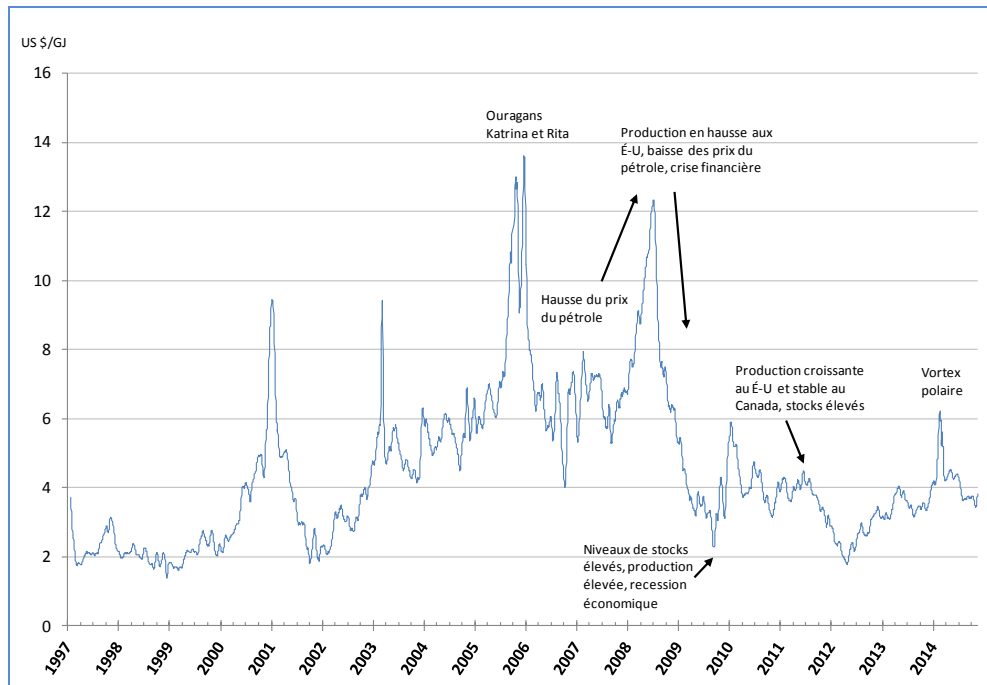
[143] Devant cette abondance des réserves exploitables à faible coût, la Régie estime que la question de l’approvisionnement en gaz naturel se pose essentiellement en termes de disponibilité d’infrastructures de transport pour acheminer le gaz naturel des sites de production aux sites de consommation.

4.3.2 Prix du gaz naturel

[144] Le prix du gaz naturel est déterminé en fonction des conditions de l’offre et de la demande.

[145] Le prix du gaz naturel a été extrêmement volatil au cours des dernières décennies tel qu’illustré au graphique 8. À partir de 2001, la réduction des capacités de production en Amérique du Nord a contribué à la montée et à l’instabilité des prix. Au printemps 2008, le prix a presque atteint 13 \$ US/GJ, alors que le prix moyen en 2008 était d’environ 9 \$ US/GJ. Depuis le sommet de 2008, la production importante de gaz de schiste, combinée à une demande plus faible causée par le ralentissement économique ont favorisé le maintien de bas prix pour le gaz naturel. À titre indicatif, le prix moyen du gaz naturel en 2011 était légèrement inférieur à 4 \$ US/GJ.

GRAPHIQUE 8 – ÉVOLUTION DU PRIX DU GAZ NATUREL EN AMÉRIQUE DU NORD AU CARREFOUR D’HENRY



Source : Régie de l'énergie, selon les données de EIA et de l'Office national de l'énergie⁴⁶.

[146] Concentric Energy Advisors s'attend à ce que le prix dans les carrefours d'échange situés dans les zones de production de Marcellus et Utica soit inférieur à celui prévalant au carrefour d'Henry. Si les projets de construction de gazoducs dans le Nord-Est des États-Unis se matérialisaient, le Québec pourrait bénéficier de prix avantageux.

[147] Wood Mackenzie s'attend à ce que, au cours de la période 2015-2030, le prix au carrefour d'Henry s'apprécie de 1,69 \$ US/GJ, et que le prix à AECO s'apprécie de 1,22 \$ US/GJ, pour se situer aux environs de 4,59 \$ US/GJ en 2030⁴⁷.

⁴⁶ Office national de l'énergie, « Aperçu de la situation énergétique au Canada 2013 – Note d'information sur l'énergie », <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/vrvw/2013/index-fra.html>. U.S. Energy Information Administration, « Henry Hub Natural Gas Spot Price », <http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdd.htm>.

⁴⁷ Pièce C-GM-GI-0016, p. 12 et 13.

TABLEAU 3 – PRÉVISION DES PRIX DU GAZ NATUREL

2014 (US\$/GJ)	2015	2020	2025	2030
Carrefour AECO	3,37 \$	3,66 \$	3,78 \$	4,59 \$
Carrefour Henry	3,83 \$	4,83 \$	5,42 \$	5,52 \$

Source : Régie de l'énergie, selon les données de Wood Mackenzie⁴⁸.

[148] À l'instar de Wood Mackenzie et de Concentric Energy Advisors, la Régie anticipe que le prix du gaz naturel transigé au carrefour d'Henry et à AECO demeurera avantageux à l'horizon 2030, soit inférieur à 6 \$ US/GJ.

4.3.3 Impact du projet Énergie Est sur le prix du gaz naturel

[149] Selon Wood Mackenzie, une réduction de capacité de transport du triangle de l'Est aura pour effet de faire augmenter sensiblement le prix du gaz naturel en période de pointe aux points de marché, c'est-à-dire aux différents points de livraison sur le réseau situés à l'extérieur des carrefours d'échange. L'expert prévoit toutefois que cet effet diminuera à partir du moment où des projets de gazoduc dans le Nord-Est américain entreront en service et que la demande en pointe sur le marché de l'exportation, du Canada vers les États-Unis, diminuera.

[150] Pour Concentric Energy Advisors, le projet Énergie Est aura peu d'effet sur le prix du gaz naturel au carrefour d'échange de Dawn. L'expert explique que ce point est très liquide et bien approvisionné et que la réduction de capacité de transport du triangle de l'Est n'aura pas d'effet sur les prix à cet endroit.

[151] La Régie est d'avis qu'une réduction de capacité de transport dans le triangle de l'Est diminuera les volumes disponibles sur le marché secondaire en période de pointe à des points de marché situés dans la zone Est. Cette diminution de volume, fera augmenter les prix à ces points. Toutefois, les détenteurs de capacité de transport ferme, comme Gaz Métro, ne seront pas affectés puisqu'ils s'approvisionnent aux carrefours d'échange de Dawn ou AECO, où les prix demeureront stables.

⁴⁸ Pièce C-GM-GI-0016, p. 13.

[152] La Régie considère par contre que les expéditeurs qui ne disposent pas de capacité de transport ferme et qui comptent sur un approvisionnement contracté sur le marché secondaire auront un risque accru de payer un prix plus élevé en période de pointe.

[153] La Régie conclut que le projet Énergie Est aura peu d'impact sur le prix du gaz naturel aux carrefours d'échange de Dawn et AECO. Comme les distributeurs du Québec s'approvisionnent à ces points, le projet Énergie Est affectera peu leur coût de fourniture.

4.4 OPTIONS D'APPROVISIONNEMENT EN TRANSPORT SANS ÉNERGIE EST

[154] Tel qu'indiqué précédemment, l'accès, pour le Québec, à des sources d'approvisionnement économiques et près de son territoire dépend de la capacité de transport disponible dans le triangle de l'Est.

[155] Or actuellement, la capacité disponible dans le triangle de l'Est est pleinement utilisée en période de pointe. Les utilisateurs de cette capacité incluent, d'une part, des détenteurs de contrats fermes renouvelables (*Firm Transportation Renewable Contracts* ou FT), soit principalement des distributeurs et, d'autre part, des détenteurs de contrats FT-NR comprenant principalement des courtiers et négociants. Une portion importante de ces derniers a choisi ce type de contrat parce que les changements apportés aux tarifs de TCPL sur le réseau principal, à la suite de la décision RH-003-2011 de l'ONÉ, rendent les contrats de transport courte durée ou interruptibles trop onéreux.

[156] Sur les trajets de courte distance entre Dawn et des points de livraison de la zone Est, toutes les capacités disponibles sont contractées sur une base ferme. Ces capacités sont détenues, entre autres, par les distributeurs de l'Est de l'Ontario et du Québec, qui acheminent du gaz naturel vers leur territoire, et par des distributeurs du Nord-Est américain qui acheminent du gaz naturel jusqu'aux points Iroquois, Napierville, Phillipsburg et East Hereford. Le gaz naturel livré aux points Iroquois et East Hereford est par la suite expédié vers la Nouvelle-Angleterre sur les gazoducs Iroquois Gas Transmission et Portland Natural Gas Transport System, sur lesquels les distributeurs américains détiennent des contrats fermes de transport.

[157] Sur les trajets de longue distance entre l'Alberta et les points de livraison de la zone Est, la situation est différente. En effet, plusieurs expéditeurs détiennent des contrats FT-NR sur les trajets Empress-Iroquois et Empress-East Hereford.

Marché secondaire

[158] Une partie de ces contrats de transport non renouvelables est utilisée pour approvisionner des clients industriels du Québec qui optent pour le service interruptible offert par les distributeurs. Lors des périodes d'interruption, ces clients ont l'option de se tourner vers le marché secondaire pour obtenir du gaz naturel ou de consommer du mazout. Selon le coût et la disponibilité de ces options, ils choisissent le gaz naturel ou le mazout.

[159] Une autre partie de cette capacité non renouvelable est utilisée pour expédier du gaz naturel vers la Nouvelle-Angleterre en période de pointe. La demande dans cette région est particulièrement élevée à ces moments en raison de la présence de centrales de production d'électricité au gaz naturel. Ces centrales comptent sur l'existence d'un marché secondaire pour s'approvisionner en gaz naturel, sans avoir à détenir d'engagements fermes auprès des transporteurs.

[160] Avec le développement de nouveaux gazoducs qui permettront d'acheminer du gaz naturel des gisements de Marcellus et d'Utica vers les marchés de la Nouvelle-Angleterre, les expéditeurs américains auront d'autres options d'approvisionnement en période de pointe. Comme ils n'ont pas de contrats fermes avec TCPL, ils pourront réduire leur utilisation du réseau principal. En conséquence, il y aura sous-utilisation du réseau de TCPL et réduction des revenus de cette dernière. Cette situation créera une pression à la hausse sur les tarifs.

[161] Wood Mackenzie⁴⁹ et TCPL⁵⁰ sont d'avis que les débits dans le triangle de l'Est pour livraison à Iroquois sont élevés uniquement en période de pointe. L'existence d'une surcapacité de transport dans le triangle de l'Est, au-delà de la capacité requise par les contrats fermes, est à l'origine de cette situation.

⁴⁹ Pièce C-GM-GI-0016, p. 31.

⁵⁰ Pièce C-TCPL-0018, p. 11.

Impact de l'Entente

[162] Tel que prévu à l'Entente, la réalisation éventuelle du projet King's North permettra d'augmenter la disponibilité de transport SH. Ces nouvelles capacités permettront aux distributeurs de l'Est de l'Ontario et du Québec de remplacer des contrats de transport LH qu'ils détiennent par ces nouvelles capacités de transport SH.

[163] L'Entente prévoit que pour la période 2015-2020, les expéditeurs devront verser à TCPL une contribution établie sur la base des volumes que cette dernière prévoit transporter sur les différents tronçons du réseau principal. Selon les termes de l'Entente, la prévision de volumes de TCPL tient compte du contexte nord-américain du marché du gaz naturel et en particulier de l'impact des différents projets dans le Nord-Est américain. Ainsi, la Régie comprend que les tarifs de transport établis dans l'Entente tiennent compte de la probabilité que les producteurs d'électricité de cette région délaissent le réseau principal de TCPL pour aller vers de nouveaux gazoducs. Elle conclut donc que cette migration n'aura pas d'impact additionnel sur les tarifs de transport.

[164] Lors de la consultation tenue dans le présent dossier, Gaz Métro a mentionné que l'Entente permettra à TCPL de recouvrer tous les coûts relatifs au triangle de l'Est, y compris les coûts éventuels de surcapacité qui pourraient exister⁵¹.

[165] Il faut cependant souligner qu'en vertu de l'Entente, les surcharges que les expéditeurs de la zone Est devront payer portent sur la période 2015-2020, même si elles sont amorties jusqu'en 2030. Après 2020, la surcapacité éventuelle demeurera à la charge des utilisateurs du triangle de l'Est.

Surcapacité éventuelle

[166] La situation de surcapacité éventuelle pourrait être amplifiée si les distributeurs américains détenant des contrats fermes sur le tronçon Dawn-Iroquois et Dawn-East Hereford ne les renouvelaient pas. La mise en place de nouveaux projets de gazoducs dans le Nord-Est américain (Constitution, Northeast Energy Direct, et autres) incitera ces distributeurs à déplacer leurs approvisionnements vers des points situés dans cette région. Actuellement, ces migrations ne sont pas certaines, mais Concentric Energy Advisors indique que certains de ces distributeurs ont déjà pris des engagements dans

⁵¹ Pièce A-0029, p. 42.

des projets en préparation dans le Nord-Est américain, ce qui laisse croire qu'à tout le moins, une partie des capacités fermes détenues par ces distributeurs américains sur le réseau principal de TCPL sera décontractée.

[167] La croissance modérée de la demande prévue et la probabilité que des expéditeurs américains ne renouvellent pas une partie des contrats de transport ferme qu'ils détiennent sur le réseau principal contribueront à réduire les volumes transportés. La Régie en conclut qu'à terme, dans le cas où le projet Énergie Est n'était pas réalisé, la surcapacité dans le triangle de l'Est augmentera. Dans ce contexte, la fiabilité des approvisionnements en transport ne constitue pas un enjeu. Par contre, il en résultera une pression à la hausse sur les tarifs de transport dans ce segment du réseau principal après 2020.

4.5 OPTIONS D'APPROVISIONNEMENT EN TRANSPORT AVEC ÉNERGIE EST

[168] S'il se réalise tel que proposé par TCPL, le projet Énergie Est affectera tous les tronçons du réseau principal.

Segments des Prairies et du Nord de l'Ontario

[169] Sur les segments des Prairies et du Nord de l'Ontario, le projet n'aura pas d'impact sur le maintien des capacités requises par les expéditeurs utilisant ces segments, puisque les capacités converties en oléoduc sont actuellement sous-utilisées. Le transfert d'actifs du secteur gazier au secteur pétrolier permettra de réduire substantiellement les coûts de transport assumés actuellement par ces expéditeurs. Cette conversion permettra de réduire la contribution des expéditeurs de la zone Est, prévue à l'Entente jusqu'en 2020 et de diminuer le tarif LH.

[170] Au-delà de cette date, les réductions de coûts dans la partie ouest du réseau principal n'affecteront que le tarif LH. Compte tenu que l'Entente prévoit que chaque segment du réseau principal assumera ses coûts propres après 2020, les bénéfices associés à la conversion du segment ouest ne profiteront qu'aux expéditeurs qui utilisent ce tronçon.

Segment du raccourci North Bay

[171] La conversion du raccourci North Bay en oléoduc soulève des enjeux pour les expéditeurs de la zone Est, incluant les distributeurs du Québec. Comme ce segment est pleinement utilisé en période de pointe, la capacité qui sera retirée du gazoduc pour être utilisée pour le transport du pétrole doit être remplacée. La Régie est toutefois d'avis qu'il est essentiel de déterminer si tout ou une partie seulement de cette capacité doit être remplacée.

[172] Par ailleurs, le remplacement de capacité sur ce segment nécessitera des investissements importants associés au projet Eastern Mainline. Ce projet soulève deux enjeux :

- l'allocation des investissements requis entre les secteurs gazier et pétrolier;
- l'allocation des dépassements de coûts éventuels du projet.

Remplacement de capacité de transport

[173] Le projet Énergie Est, incluant le projet Eastern Mainline, tel que présenté à la section 4.1.3 du présent Avis, aura pour conséquence de réduire la capacité de transport dans le triangle de l'Est d'environ 0,6 PJ/jour. La capacité de transport totale dans le triangle de l'Est pour livraison dans la zone Est passerait alors de 3,2 PJ/jour à 2,6 PJ/jour.

[174] TCPL explique que la capacité de transport proposée pour le projet Eastern Mainline a été établie sur la base des contrats fermes de transport dans le triangle de l'Est. Ceci inclut les contrats fermes renouvelables actuellement détenus par des expéditeurs, en posant l'hypothèse que ces contrats seront tous renouvelés. Elle inclut aussi les ententes préalables signées avec des expéditeurs, incluant les distributeurs de la zone Est, qui ont demandé de la nouvelle capacité lors des appels de propositions tenus en 2012 et 2013 (NCOS 2015⁵² et NCOS 2016⁵³).

⁵² Appel de propositions ayant pris fin le 4 mai 2012 pour des capacités de transport dont la date de mise en service prévue est le 1^{er} novembre 2015 (New Capacity Open Season (NCOS) 2015).

⁵³ Appel de propositions ayant pris fin le 15 janvier 2014 pour des capacités de transport dont la date de mise en service prévue est le 1^{er} novembre 2016 (New Capacity Open Season (NCOS) 2016).

[175] TCPL indique que la capacité proposée inclut la consommation maximum de la centrale thermique de TCE à Bécancour, puisque cette dernière détient un contrat de transport ferme renouvelable. De même, la capacité de transport requise pour approvisionner l'usine IFFCO est également incluse, puisqu'une entente préalable entre Gaz Métro et TCPL a été signée à cet effet à la suite de l'appel de propositions NCOS 2016.

[176] Par ailleurs, TCPL souligne que les développements de gazoducs à venir dans le Nord-Est américain permettront de libérer des capacités de transport dans le triangle de l'Est qui sont actuellement contractées sur une base ferme par des distributeurs de la Nouvelle-Angleterre. Elle est d'avis que ces capacités de transport deviendront disponibles pour répondre à une augmentation des besoins du Québec dans le futur⁵⁴.

Dimensionnement optimal des infrastructures de transport

[177] TCPL prévoit que le développement de nouvelles infrastructures de transport dans le Nord-Est américain amènera une réduction des exportations de gaz naturel du Canada vers les États-Unis qui transitent actuellement par le triangle de l'Est. Elle prévoit même que le gazoduc Iroquois Gas Transmission s'inversera et que le point Iroquois deviendra un point d'importation.

[178] Wood Mackenzie prévoit également l'inversion du gazoduc Iroquois Gas Transmission. Cependant, l'expert précise que lors des journées de pointe en Nouvelle-Angleterre, ce gazoduc continuera à être utilisé du nord vers le sud⁵⁵.

[179] Par ailleurs, TCPL indique que dans l'éventualité où de nouveaux projets industriels devaient justifier une augmentation de capacité sur son réseau, les promoteurs ou les distributeurs ont toujours la possibilité, avec un préavis de trois ans, de lui demander d'installer cette nouvelle capacité. Selon TCPL, un tel délai ne pose pas de problème dans le cas de nouveaux projets industriels, comme par exemple le projet IFFCO.

[180] La Régie constate cependant que, même si plusieurs projets de construction ou d'expansion de gazoducs sont prévus dans le Nord-Est américain, aucun d'entre eux n'est encore confirmé. Une grande partie de l'augmentation de la demande de gaz

⁵⁴ Pièce C-TCPL-0006, p. 2.

⁵⁵ Pièce A-0027, p. 93.

naturel dans cette région, qui pourrait justifier la construction d'infrastructures, est associée à l'utilisation de centrales au gaz naturel pour produire de l'électricité.

[181] Or, selon Wood Mackenzie, le cadre réglementaire du marché de l'électricité américain n'incite pas les opérateurs de centrales électriques à prendre des engagements financiers fermes dans des projets de construction ou d'expansion de gazoducs⁵⁶. Puisqu'il est très risqué pour les transporteurs de gaz naturel de s'engager dans des projets de construction sans contrats fermes avec les expéditeurs, les projets demeurent incertains malgré une forte demande.

[182] Wood Mackenzie ajoute que le prix du gaz naturel en Nouvelle-Angleterre est à un niveau tel que, logiquement, des projets permettant l'ajout de capacité verront le jour dans cette région. Cependant, il soumet que les dates de mise en service sont incertaines.

[183] Tous les utilisateurs du réseau principal qui sont intervenus dans le cadre de la consultation publique tenue par la Régie dans le présent dossier, qu'ils soient distributeurs ou clients industriels, sont d'avis que la capacité de transport prévue dans le projet Eastern Mainline est insuffisante pour couvrir les besoins de capacité dans le triangle de l'Est. Ils affirment également qu'il y aurait lieu que TCPL lance un nouvel appel de propositions afin d'établir correctement la capacité requise pour le projet Eastern Mainline.

[184] Lors de l'audience tenue dans le cadre de cette consultation, TCPL n'a pas montré d'ouverture en ce sens. Pour le transporteur, un tel exercice est inutile et ne ferait que retarder le projet Énergie Est.

[185] Par ailleurs, les clients industriels ayant opté dans le passé pour le service interruptible des distributeurs constatent que le marché secondaire, qui leur permettait d'obtenir à bon prix du gaz d'appoint⁵⁷ lors des périodes d'interruption, sera moins accessible si le projet Énergie Est est réalisé tel que proposé par TCPL. Cette situation les incite à revenir au service continu. Les distributeurs doivent alors prévoir des approvisionnements en période de pointe pour ces clients.

⁵⁶ Pièce C-GM-GI-0016, p. 18.

⁵⁷ Gaz naturel acheté pour satisfaire un besoin ponctuel.

[186] Également, les clients industriels contractant eux-mêmes leur service de transport auprès de TCPL sont maintenant assujettis à des conditions de renouvellement plus contraignantes. Ce resserrement les incite à demander aux distributeurs de leur fournir ce service de transport.

[187] Les distributeurs eux-mêmes font valoir le fait que les conditions du dernier appel de propositions de TCPL (NCOS 2016) étaient trop contraignantes et que plusieurs clients industriels, qui n'ont pu les rencontrer, se sont tournés vers eux pour obtenir leur service de transport.

[188] Les distributeurs indiquent que, n'ayant pas anticipé l'ampleur des demandes des clients industriels, ils n'ont pu les inclure dans leur demande de transport ferme dans le cadre de l'appel de propositions NCOS 2016 que TCPL a lancé à la fin de 2013. Dans la perspective d'un marché secondaire réduit découlant de la mise en place du projet Énergie Est, les distributeurs s'inquiètent d'un manque de capacité pour répondre à la demande à la pointe.

[189] Gaz Métro et Gazifère indiquent que leurs prévisions de besoins fermes pour les prochaines années dépassent les capacités qu'ils détiennent, en incluant les capacités confirmées à la suite des appels de propositions de TCPL.

[190] Les clients industriels, représentés par l'ACIG, conviennent toutefois qu'il n'est pas approprié de prévoir de la surcapacité dans le triangle de l'Est. Ils sont plutôt d'avis qu'un dimensionnement optimal (« right sizing ») de la conduite devrait être recherché. Cependant, ils partagent l'avis des distributeurs de l'Est de l'Ontario et du Québec, selon lesquels le projet Eastern Mainline, tel que proposé par TCPL, sous-estime les besoins de la zone Est en période de pointe et que sa capacité devrait être augmentée.

[191] La Régie constate qu'un excédent de capacité dans le triangle de l'Est pourrait être utilisé pendant quelques années pour desservir des producteurs d'électricité du Nord-Est américain. Cependant, une fois que ces derniers disposeront d'options d'approvisionnement plus près de leurs installations, cette surcapacité pourrait devenir inutilisée. À ce moment, les coûts associés à la surcapacité devront être assumés par les expéditeurs captifs du réseau principal, dont les distributeurs de la zone Est.

[192] La Régie estime que le Québec demeurera entièrement dépendant du triangle de l'Est pour ses approvisionnements gaziers. Cette situation pourrait changer si le flux du gazoduc Iroquois Gas Transmission était inversé. La Régie est toutefois d'avis qu'il n'y a pas lieu de considérer cette éventualité, compte tenu de l'incertitude qui y est associée.

[193] La Régie est d'avis que la conversion d'une portion des segments des Prairies et du Nord de l'Ontario du réseau principal, comme le prévoit le projet Énergie Est, est souhaitable. Elle permet de résoudre le problème de sous-utilisation du gazoduc et se traduit par des bénéfices réels pour les expéditeurs et TCPL.

[194] La Régie considère qu'il est fondamental que la capacité à conserver dans le triangle de l'Est soit établie sur une base solide. Si cette condition est rencontrée, elle estime que TCPL sera en mesure de satisfaire adéquatement la croissance des besoins de capacité de transport à la pointe prévue de 2015 à 2030 (0,2 PJ/jour) pour approvisionner le Québec.

[195] La Régie est d'avis que l'existence de surcapacité dans le triangle de l'Est n'est pas souhaitable. Cependant, un manque de capacité entraînerait des problèmes plus importants pour la fiabilité d'approvisionnement du Québec. Elle considère qu'à partir du moment où les expéditeurs affirment qu'ils ne disposent pas de suffisamment de capacité et qu'ils sont prêts à prendre des engagements fermes pour en obtenir plus, il serait plus prudent que TCPL s'assure, au moyen d'un nouvel appel de propositions ouvert à tous les expéditeurs, que les capacités requises soient correctement établies.

[196] Au moment de mettre sous presse, la Régie note que TCPL a lancé un nouvel appel de propositions ouvert à tous les expéditeurs pour des capacités de transport au 1^{er} novembre 2017 (NCOS 2017).

Impact du projet Énergie Est sur le prix du transport de gaz naturel

[197] La réalisation du projet Énergie Est aura un impact sur le prix du transport sur le réseau principal, autant pour les trajets longue distance que courte distance.

[198] Tel que mentionné précédemment, les coûts sur les segments les plus à l'ouest du réseau principal (Prairies et Nord de l'Ontario) seront réduits parce que des actifs seront transférés au secteur pétrolier. Bien qu'il y ait également un transfert d'actifs dans le triangle de l'Est, l'impact du coût et des risques additionnels du projet Eastern Mainline doit aussi être pris en compte sur cette partie du réseau principal.

[199] Le coût du projet Eastern Mainline est évalué à 1,5 milliard de dollars. La valeur non amortie du gazoduc existant du raccourci North Bay qui sera retirée du triangle de l'Est est évaluée à 400 M\$. Par ailleurs, TCPL indique qu'un revenu annuel provenant des expéditeurs de pétrole sur une période de 15 ans, d'une valeur actuelle de 500 M\$, servira à réduire les coûts assumés par le secteur gazier.

[200] TCPL indique également que la réalisation du projet entraînera une diminution du revenu requis du réseau principal de 945 M\$ en valeur actuelle d'ici 2030 et que la réduction du revenu requis aura un impact à la baisse sur les tarifs de transport sur le réseau principal.

[201] La Régie constate que la réalisation du projet Eastern Mainline se traduira par une augmentation de la valeur des actifs du triangle de l'Est. Les distributeurs de la zone Est étant captifs de ce segment du réseau principal, si le risque relié à une diminution des volumes de gaz naturel transporté se matérialisait, ce sont principalement eux qui devraient assumer l'augmentation de tarif qui en découle. La valeur accrue des actifs aura donc pour effet d'augmenter la valeur du risque qu'ils doivent assumer.

[202] De plus, si les coûts du projet Eastern Mainline s'avéraient plus élevés que les 1,5 milliard de dollars prévus, TCPL indique que le dépassement serait assumé par les expéditeurs gaziers⁵⁸. TCPL précise toutefois que cette inclusion est sujette à l'approbation de l'ONÉ qui devra établir des tarifs justes et raisonnables et juger de la prudence des investissements.

[203] TCPL indique que la contribution de 500 M\$ des expéditeurs de pétrole dans le projet Eastern Mainline a été établie pour gérer le risque de dépassement de coût pour les clients du réseau gazier. Elle considère que cette somme permet une marge suffisante pour assurer des gains aux expéditeurs gaziers.

[204] L'ACIG est d'avis qu'avec la réalisation du projet Énergie Est, incluant la mise en service du projet Eastern Mainline, les distributeurs et clients industriels qui contractent

⁵⁸ Pièce A-0031, p. 94.

des capacités de transport pour livraison dans le triangle de l'Est n'auront pas accès à un service différent ou amélioré par rapport à celui qu'ils reçoivent actuellement. Le service sera simplement maintenu et probablement avec des capacités moindres.

[205] L'ACIG s'inquiète cependant du fait que la réalisation du projet Énergie Est fasse augmenter les coûts de transport, sans qu'il y ait véritablement de gain au niveau du service offert. Elle est également d'avis qu'il ne doit pas y avoir d'interfinancement entre les services de transport pour le gaz naturel et pour le pétrole.

[206] Les distributeurs, quant à eux, s'inquiètent des risques associés aux dépassements de coûts du projet Eastern Mainline et du fait que, selon la proposition de TCPL, les expéditeurs gaziers devront les assumer en totalité.

[207] Par ailleurs, ils sont d'avis que si le projet est dimensionné correctement, par un nouvel appel de propositions, les coûts dépasseront la prévision de 1,5 milliard de dollars. Ils indiquent que TCPL refuse de donner l'assurance aux expéditeurs gaziers qu'ils seront tenus indemnes des dépassements de coûts⁵⁹.

[208] La Régie considère que, dans le triangle de l'Est, les réductions tarifaires prévues par TCPL sont incertaines. Les gains des distributeurs de l'Est, à cet égard, dépendent des coûts de construction du projet Eastern Mainline et des volumes qui y transiteront. Or, ces coûts ont été établis sur la base d'une capacité qui est jugée inférieure aux besoins par tous les expéditeurs consultés. Une plus grande capacité requise conduirait à des coûts plus élevés et, en conséquence, à des réductions tarifaires moins grandes que prévues. La Régie est d'avis que TCPL doit effectuer une mise à jour des coûts du projet Eastern Mainline sur la base des résultats d'un nouvel appel de propositions.

[209] Par ailleurs, la Régie constate que, selon la proposition de TCPL, le risque de dépassement de coûts du projet Eastern Mainline sera entièrement assumé par les expéditeurs gaziers alors que la contribution des expéditeurs de pétrole est fixe. Ainsi, advenant que les coûts de construction soient plus importants que prévus, les tarifs SH pourraient ne pas être réduits et pourraient même augmenter. La Régie est d'avis qu'il n'est pas acceptable que les expéditeurs gaziers assument seuls le risque de dépassement de coût du projet Eastern Mainline.

⁵⁹ Pièce A-0029, p. 54 et 55.

[210] Le projet Énergie Est est conçu pour desservir avant tout les expéditeurs de pétrole. La Régie est d'avis que ces derniers devraient assumer les coûts associés au volet pétrolier de ce projet. Le volet gazier de ce projet introduit des coûts et des risques que les expéditeurs de gaz naturel n'ont pas à supporter actuellement. La Régie juge que ces derniers ne devraient pas être les seuls à les assumer. Ainsi, TCPL devrait revoir le projet de façon à assurer aux expéditeurs gaziers qu'ils n'interfinanceront pas le volet pétrole du projet et qu'ils n'auront pas à assumer un risque plus grand qu'actuellement.

5. CONCLUSION

[211] Le Ministre a demandé à la Régie d'établir les capacités d'approvisionnement en fourniture et transport de gaz naturel nécessaires pour répondre, à un prix compétitif, aux besoins des consommateurs québécois à moyen et long termes, soit d'ici 2030, en considérant divers scénarios économiques.

[212] La Régie retient que, selon un scénario moyen, la demande de gaz naturel au Québec augmentera d'environ 2 % par année pour atteindre 300 PJ en 2030. Cette augmentation sera principalement attribuable à de nouveaux projets dans le secteur industriel, dont le projet IFFCO. En excluant ce projet majeur, la croissance de demande anticipée est de 1,25 % par année.

[213] Considérant que les besoins de capacité du client IFFCO et de la centrale thermique de TCE font déjà l'objet d'engagements fermes auprès de TCPL, la Régie conclut que les besoins en transport qui devront être contractés pour approvisionner le Québec augmenteront de 4,7 Mm³/jour (0,2 PJ/jour) entre 2015 et 2030, soit 20 % des capacités actuelles de transport contractées par Gaz Métro auprès de TCPL. La Régie estime que cette croissance, qui correspond à 1,2 % par année sur la période de 15 ans, est modérée. Ainsi, la satisfaction de ce besoin ne constitue pas un enjeu.

[214] Le Ministre a également demandé à la Régie d'étudier différentes options de fourniture et d'approvisionnement possibles pour répondre à la demande de gaz naturel au cours du même horizon, en évaluant leur incidence sur les consommateurs de gaz naturel du Québec au plan de la tarification et de la fiabilité.

[215] La Régie constate qu'il n'y a pas d'option d'approvisionnement sur le territoire du Québec qui puisse avoir un impact significatif à l'horizon 2030. Pour les 15 prochaines années, un approvisionnement provenant de l'extérieur du Québec, soit de l'Ouest canadien ou du carrefour d'échange de Dawn et acheminé par le réseau principal de TCPL, demeurera la seule source fiable pour répondre aux besoins du Québec en gaz naturel.

[216] Devant cette abondance des réserves exploitables à faible coût, la Régie estime que la question de l'approvisionnement en gaz naturel se pose essentiellement en termes de disponibilité d'infrastructures de transport pour acheminer le gaz naturel des sites de production aux sites de consommation.

[217] À l’instar de Wood Mackenzie et de Concentric Energy Advisors, la Régie anticipe que le prix du gaz naturel transigé au carrefour d’Henry et à AECO demeurera avantageux à l’horizon 2030, soit inférieur à 6 \$ US/GJ.

[218] La croissance modérée de la demande prévue et la probabilité que des expéditeurs américains ne renouvellent pas une partie des contrats de transport ferme qu’ils détiennent sur le réseau principal contribueront à réduire les volumes transportés. La Régie en conclut qu’à terme, dans le cas où le projet Énergie Est n’était pas réalisé, la surcapacité dans le triangle de l’Est augmentera. Dans ce contexte, la fiabilité des approvisionnements en transport ne constitue pas un enjeu. Par contre, il en résultera une pression à la hausse sur les tarifs de transport dans ce segment du réseau principal après 2020.

[219] La Régie est d’avis que la conversion en oléoduc d’une portion des segments des Prairies et du Nord de l’Ontario du réseau principal, comme le prévoit le projet Énergie Est, est souhaitable. Elle permet de résoudre le problème de sous-utilisation du gazoduc et se traduit par des bénéfices réels pour les expéditeurs et TCPL.

[220] La Régie considère qu’il est fondamental que la capacité à conserver dans le triangle de l’Est soit établie sur une base solide. Si cette condition est rencontrée, elle estime que TCPL sera en mesure de satisfaire adéquatement la croissance des besoins de capacité de transport à la pointe prévue de 2015 à 2030 (0,2 PJ/jour) pour approvisionner le Québec.

[221] La Régie est d’avis que l’existence de surcapacité dans le triangle de l’Est n’est pas souhaitable. Cependant, un manque de capacité entraînerait des problèmes plus importants pour la fiabilité d’approvisionnement du Québec. Elle considère qu’à partir du moment où les expéditeurs affirment qu’ils ne disposent pas de suffisamment de capacité et qu’ils sont prêts à prendre des engagements fermes pour en obtenir plus, il serait plus prudent que TCPL s’assure, au moyen d’un nouvel appel de propositions ouvert à tous les expéditeurs, que les capacités requises soient correctement établies.

[222] Au moment de mettre sous presse, la Régie note que TCPL a lancé un nouvel appel de propositions ouvert à tous les expéditeurs pour des capacités de transport au 1^{er} novembre 2017 (NCOS 2017).

[223] La Régie considère que, dans le triangle de l'Est, les réductions tarifaires prévues par TCPL sont incertaines. Les gains des distributeurs de l'Est, à cet égard, dépendent des coûts de construction du projet Eastern Mainline et des volumes qui y transiteront. Or, ces coûts ont été établis sur la base d'une capacité qui est jugée inférieure aux besoins par tous les expéditeurs consultés. Une plus grande capacité requise conduirait à des coûts plus élevés et, en conséquence, à des réductions tarifaires moins grandes que prévues. La Régie est d'avis que TCPL doit effectuer une mise à jour des coûts du projet Eastern Mainline sur la base des résultats d'un nouvel appel de propositions.

[224] La Régie constate que, selon la proposition de TCPL, le risque de dépassement de coûts du projet Eastern Mainline sera entièrement assumé par les expéditeurs gaziers alors que la contribution des expéditeurs de pétrole est fixe. Ainsi, advenant que les coûts de construction soient plus importants que prévus, les tarifs de courte distance pourraient ne pas être réduits et pourraient même augmenter. La Régie est d'avis qu'il n'est pas acceptable que les expéditeurs gaziers assument le risque de dépassement de coût du projet Eastern Mainline.

[225] Le projet Énergie Est est conçu pour desservir avant tout les expéditeurs de pétrole. La Régie est d'avis que ces derniers devraient assumer les coûts associés au volet pétrolier de ce projet. Le volet gazier de ce projet introduit des coûts et des risques que les expéditeurs de gaz naturel n'ont pas à supporter actuellement. La Régie juge que ces derniers ne devraient pas être les seuls à les assumer. Ainsi, TCPL devrait revoir le projet de façon à assurer aux expéditeurs gaziers qu'ils n'interfinanceront pas le volet pétrole du projet et qu'ils n'auront pas à assumer un risque plus grand qu'actuellement.

LISTE DES ACRONYMES

CEES :	Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste
FT :	Transport ferme annuel renouvelable
FT-NR :	Transport ferme annuel non renouvelable
GJ :	Gigajoule (10^9 joules)
GNL :	Gaz naturel liquéfié
IT :	Transport interruptible
LH :	Tarif de transport longue distance (long haul)
LSR :	Liquéfaction, stockage et regazéification
m³ :	Mètre cube
Mm³ :	Million de mètres cubes
NCOS :	New Capacity Open Season
NYMEX :	New York Mercantile Exchange
ONÉ:	Office national de l'énergie
PJ :	Pétajoule (10^{15} joules)
SH :	Tarif de transport courte distance (short haul)
STFT :	Service de transport ferme de court terme
TCAC :	Taux de croissance annuel composé
TCE :	TransCanada Energy Limited
TCPL :	TransCanada Pipelines Limited

LISTE DES DÉFINITIONS

CARREFOUR AECO :	Principal point de livraison et d'échange pour le gaz naturel canadien en Alberta. Le prix du gaz naturel à ce point est le prix de référence pour le gaz naturel de l'Alberta.
CARREFOUR HENRY HUB :	Important carrefour d'échange situé en Louisiane. Le prix du gaz naturel à ce point est le prix de référence pour les contrats à terme négociés sur New York Mercantile Exchange (NYMEX).
CARREFOUR DE DAWN :	En raison de sa situation géographique et des importantes capacités de stockage qui s'y trouvent, le carrefour d'échange de Dawn est l'un des plus importants en Amérique du Nord. Ce carrefour, relié au réseau de TransCanada Pipelines Limited (TCPL), est situé dans le sud-ouest de l'Ontario et est alimenté par une dizaine de gazoducs américains.
CARREFOUR D'ÉCHANGE :	Point de livraison de gaz naturel caractérisé par un volume de transactions important, un mécanisme de fixation de prix transparent, des approvisionnements fiables et abondants favorisant des échanges commerciaux.
CH₄ :	Méthane.
DEMANDE À LA POINTE :	Charge maximale consommée ou requise au cours d'une période donnée.
DIFFÉRENTIEL DE LIEU :	Écart entre le prix du gaz naturel à deux points de livraison différents. Cet écart représente généralement le coût du transport entre les deux points.
EMPRESS :	Point de livraison à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan à l'interconnexion des systèmes de gazoducs de TCPL et Nova Transmission Systems en Alberta. La majorité des transactions ont lieu à AECO; la livraison se fait majoritairement à Empress pour les consommateurs de l'est du pays.
EXPÉDITEURS :	Les utilisateurs des services de transport, c'est-à-dire ceux qui contractent des capacités sur les réseaux de transport sont appelés des expéditeurs. Ils comprennent les distributeurs qui ont besoin de capacité pour approvisionner leur clientèle, les clients industriels pour répondre à leurs propres besoins et les courtiers et négociants pour la revente.
GAZ D'APPOINT :	Gaz naturel acheté pour satisfaire un besoin ponctuel.

GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ (GNL) :	Gaz naturel à l'état liquide. Le gaz naturel est refroidi à une température d'environ -160 °C à la pression atmosphérique. À l'état liquide, le gaz naturel est réduit à 1/600 de son volume à l'état gazeux, ce qui permet son transport par citernes sur de longues distances.
GAZ NATUREL RENOUVELABLE :	Gaz naturel obtenu par la décomposition de matières organiques ou par le procédé de gazéification et méthanisation.
GIGAJOULE (GJ) :	Unité de mesure de l'énergie. Un mètre cube (m ³) de gaz naturel équivaut à environ 37,89 GJ et 1 GJ = 0,95 million Btu (mmBtu). Pour les fins du présent Avis, la Régie considère que 1 GJ = 1 mmBtu et 1 PJ = 1 milliard de pieds cubes (1 bcf).
IROQUOIS :	Point situé au sud de la frontière du Québec et de l'Ontario, au point d'interconnexion entre le réseau principal de TCPL et le réseau de Iroquois Gas Transmission System.
mmBtu :	Millions de Btu (British Thermal Unit).
POINT DE LIVRAISON :	Lieu où le gaz naturel est livré à partir du réseau de transport.
POINT DE MARCHÉ :	Point de livraison sur le réseau de transport situé à l'extérieur des carrefours d'échange et utilisé par plusieurs expéditeurs.
PRIX DU GAZ NATUREL (SERVICE DE FOURNITURE) :	Prix du gaz naturel établi selon l'offre et la demande à point donné du réseau.
RÉSEAU PRINCIPAL :	Réseau de gazoducs exploité par TransCanada Pipelines Limited qui transporte le gaz naturel à partir des points d'approvisionnement jusqu'aux réseaux de distribution.
REVENU REQUIS :	Somme des charges d'exploitation, amortissement, coût des capitaux propres et empruntés et autres coûts nécessaires pour rendre le service de transport sur le réseau principal.
SITE D'ENTREPOSAGE :	Lieu physique où le gaz naturel est entreposé, entre autre dans d'anciens réservoirs de gaz naturel ou autres formations rocheuses.
TRANSPORT LONG HAUL (FTLH) :	Service de transport ferme entre Empress et la zone de livraison EDA « Eastern Delivery Area » de TCPL.
TRANSPORT SHORT HAUL (FTSH) :	Service de transport ferme entre Dawn et la zone de livraison EDA « Eastern Delivery Area » de TCPL.
TRIANGLE DE L'EST :	Triangle de l'Est de l'Ontario.

ZONE DE LIVRAISON : Points de livraison regroupés à l'intérieur de zones de livraison. Le Québec fait partie de la zone de livraison de l'est ou zone Est.

ZONE EST : Zone de livraison de l'Est (Eastern Delivery Area).

LISTE DES CARTES

Carte 1 –	Approvisionnement en gaz naturel canadien en 2012	23
Carte 2 –	Réseau principal de TCPL.....	28
Carte 3 –	Triangle de l’Est	29
Carte 4 –	Projets de gazoducs dans le Nord-Est américain	45
Carte 5 –	Carrefour d’échange de Dawn.....	46
Carte 6 –	Réseau de transport Parkway-Maple	48
Carte 7 –	Projet de conversion des gazoducs	52
Carte 8 –	Corridors d’exploration des shales de l’Utica au Québec	55

LISTE DES GRAPHIQUES

Graphique 1 – Prix moyen par service pour certains clients types de Gaz Métro	25
Graphique 2 – Répartition de la demande québécoise de gaz naturel par secteur d'activité en 2012....	31
Graphique 3 – Prévision de la demande de gaz naturel au Québec 2015-2030	32
Graphique 4 – Besoins en gaz naturel du secteur industriel québécois, selon trois scénarios (en millions de m ³).....	35
Graphique 5 – Demande en gaz naturel à la pointe.....	39
Graphique 6 – Demande annuelle de service ferme sur le réseau principal de TCPL selon le type de parcours	43
Graphique 7 – Offre potentielle de gaz de schiste produit au Québec (en millions de m ³)	56
Graphique 8 – Évolution du prix du gaz naturel en Amérique du Nord au carrefour d'Henry	60

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 – Demande de gaz naturel à la pointe au Québec par secteur d’activité – 2015-2030	40
Tableau 2 – Capacité de transport du triangle de l’Est.....	53
Tableau 3 – Prévion des prix du gaz naturel.....	61

LISTE DES PERSONNES INTÉRESSÉES

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG);
Enbridge Gas Distribution Inc. (Enbridge);
Entreprise IFFCO Canada Limitée (IFFCO);
Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
Gazifère Inc. (Gazifère);
Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ);
Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ);
Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement (RNCREQ);
Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro);
Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA);
TransCanada Pipelines Limited (TCPL);
Union des municipalités du Québec (UMQ).