

RÉPONSE À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO. 1 DE L'ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS DE GAZ (ACIG) DANS LE CADRE DU DOSSIER SUR LA DEMANDE RELATIVE A DES PROJETS D'INVESTISSEMENT VISANT L'AMÉLIORATION ET LE RENFORCEMENT DES RÉSEAUX DE TRANSMISSION DE L'ESTRIE ET DU SAGUENAY

1. Question

- 1.1. Lors de la séance de travail du 26 février dernier, un représentant du Gaz Métro a mentionné que suite à des échanges avec TransCanada (TCPL), il y aurait possiblement une solution alternative au projet d'investissement proposé dans le présent dossier pour les tronçons de l'Estrie. Veuillez décrire en détail cette solution alternative et préciser ses résultats en comparaison avec ceux du projet initialement envisagé par Gaz Métro pour ces tronçons.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements no 1 de la Régie.

- 1.2. Veuillez indiquer et fournir la ventilation des coûts associés à la solution décrite en réponse à la question 1.1. Veuillez aussi indiquer quel serait l'impact tarifaire de cette solution alternative.

Réponse :

La solution décrite en réponse à la question 1.1 est sans frais et, conséquemment, ne génère pas de coût d'immobilisation ou de coût d'opération.

- 1.3. Veuillez indiquer si Gaz Métro compte amender sa demande pour tenir compte de cette nouvelle solution. Dans l'affirmative, veuillez préciser la nature de l'amendement et la date approximative à laquelle il sera proposé.

Réponse :

Oui, Gaz Métro compte amender sa preuve afin d'y inclure cette nouvelle solution pour le réseau de transmission de l'Estrie. Le tout sera déposé dans les plus brefs délais.

2. Référence:

- (i) B-0025, Présentation de Artelys lors de la séance de travail du 26 février 2015, pages 17, 18 et 19
- (ii) B-0013, Gaz Métro – 1, Document 6, Annexe 6

Questions:

- 2.1. Veuillez indiquer les raisons qui expliquent les hausses du débit horaire de 2014 et 2015 sur les tronçons de Waterloo, Sabrevois et Saguenay que l'on constate en examinant les graphiques qui se trouvent à la référence (i)

Réponse :

Les hausses entre 2014 et 2015 sont associées majoritairement à des transferts de l'interruptible au continu. Pour le tronçon de Waterloo, la hausse entre 2014 et 2015 est de 11 830 m³/h et les transferts représentent 10 210 m³/h. Pour le tronçon de Sabrevois la hausse globale est de 8 077 m³/h dont 7 200 m³/h proviennent des transferts et finalement pour le Saguenay la hausse entre 2014 et 2015 est de 6 863 m³/h et les transferts représentent 7 540 m³/h.

- 2.2. Veuillez indiquer si les scénarios « positifs » représentés dans les graphiques qui se trouvent aux pages 17 et 19 de la référence (i) sont liés aux scénarios optimistes élaborés par KPMG à la référence (ii).

Réponse :

Réponse de Guillaume Tarel, Artelys : Le scénario positif présenté dans le rapport d'Artelys n'est pas lié au scénario optimiste de KPMG-SECOR. Dans le cas d'Artelys, le scénario positif inclut le raccordement de nouvelles municipalités et le débit horaire projeté correspond au quantile à 90 % de l'ensemble des simulations alors que le scénario optimiste de KPMG-SECOR repose sur des hypothèses économiques spécifiques décrites dans la pièce B-0013, Gaz Métro-1, Document 6, Rapport KPMG-SECOR, pages 44-45.

- 2.3. Veuillez indiquer ce que représente la ligne ayant pour nom « Raisonnable, variante » sur le graphique à la page 17 de la référence (i).

Réponse :

Réponse de Guillaume Tarel, Artelys : Le scénario «Raisonnable, variante» est le scénario raisonnable (débit horaire projeté correspondant au quantile à 80% de l'ensemble des simulations) auquel un client industriel important (client avec consommation au-delà de 10% du débit de pointe du tronçon entier) avec une probabilité de réalisation moindre est ajouté.

- 2.4. Veuillez indiquer ce que représente les lignes ayant pour nom « Raisonnable, variante » et « Raisonnable, variante 2 » sur le graphique à la page 19 de la référence (i).

Réponse :

Réponse de Guillaume Tarel, Artelys : Les lignes « Raisonnable, variante » et « Raisonnable, variante 2 » sont des scénarios, tels que définis à la réponse 2.3, dans lesquels sont présentés deux clients industriels importants.

2.5. Veuillez indiquer pourquoi les lignes ayant pour nom « Raisonnable, variante » et « Raisonnable, variante 2 » sont supérieures à ligne intitulée « Positif » sur le graphique à la page 19 de la référence (i).

Réponse :

Réponse de Guillaume Tarel, Artelys : Comme expliqué à la pièce B-0014, Gaz Métro-1, Document 7, Rapport Artelys, page 33 aux lignes 786-788, l'ajout d'un projet potentiel qui présente une consommation de gaz au-delà de 10 % du débit de pointe du tronçon n'est pas traité dans un scénario raisonnable. Ce genre d'ajout amène plus de débit que ce qui caractérise le scénario positif, soit l'utilisation du 90^e percentile et l'ajout de raccordement de nouvelles municipalités.

3. Référence:

- (i) B-0023, Présentation de Gaz Métro lors de la séance de travail du 26 février 2015, page 46

Préambule

- (i) « 6d. Projets d'investissements, Autres mesures envisagée
1. Augmenter la pression minimale contractuelle
 2. Accroître l'efficacité énergétique des tronçons saturés
 3. Ajuster les tarifs.»

Questions:

- 3.1. Veuillez préciser la nature des trois solutions envisagées mentionnées à la référence (i)

Réponse :

Le détail et la nature des trois solutions envisagées mentionnées à la référence (i) se trouvent à la pièce Gaz Métro 1, document 6 du présent dossier.

- 3.2. Veuillez indiquer quel serait l'impact qu'aurait une refonte de la structure des tarifs interruptibles sur les besoins de pointe prévues de 2014 à 2024 sur les tronçons saturés de l'Estrie et du Saguenay.

Réponse :

Comme présenté dans le tableau de la pièce B-0011, Gaz Métro-1, Document 4, page 15, l'impact maximal qu'aurait le transfert de certains clients existants vers l'interruptible ou une option de « super interruptible » serait de 1 500 m³/h pour le Saguenay et de 4 130 m³/h pour le tronçon de Waterloo/Windsor. L'évaluation a été faite en identifiant les clients importants qui disposaient d'une source alternative d'énergie fiable sur les tronçons à risque. Sur le tronçon de Sabrevois/Courval, aucun client respectant ce critère n'a été identifié.

WRITTEN EVIDENCE OF JEFF D. MAKHOLM

4. Référence:

- (i) B-0016, Gaz Métro -1, Document 9, page 8, lignes 17 à 20

Préambule

- (i) « *The treatment of costs Gaz Métro proposes for such prudent service expansions mirrors the cost treatment of other North American gas distribution utilities. As such, the costs of the Improvement and Reinforcement investments associated with the planned Upgrades merit rate-base treatment, as proposed by Gaz Métro.*(nos soulignés)»

Question:

- 4.1. Veuillez définir le terme « Planned upgrade » qui se trouve à la référence (i)

Réponse :

Réponse du Dr Jeff D. Makholm, NERA : In the above reference, I define “planned Upgrades” as the investments described in answer 17, lines 7 to 9 (page 12) of my written evidence: the new compressor station in Waterloo, the upgrade to the St.Maurice compressor station, and the new compressor station in La Tuque.

5. Référence:

- (i) B-0016, Gaz Métro -1, Document 9, page 18, lignes 17 à 20

Préambule

- (i) « *Yes. As Professor Alfred E. Kahn (my late colleague at NERA) put it in his well-known book *The Economics of Regulation*: “[a]s far as causal cost responsibility is concerned all customers are marginal.”²⁴ That is to say, if a utility has two groups of customers (A and B) where group A has stable demand and group B is growing, there is no economic justification for charging group B alone the cost of the expansions needed to serve the whole. This is because the additional cost could, as Kahn put it: “just as well be saved if A reduced their purchases as if B refrained from increasing theirs.”.*»

Question:

- 5.1. Veuillez indiquer si les conclusions du Professeur Alfred E. Kahn citées à la référence (i) seraient maintenues si le groupe B était composé d'un seul client.

Réponse :

Réponse du Dr Jeff D. Makholm, NERA : Professor Kahn’s discussion of marginal cost responsibility concerns the issue of common costs. (“No public utility company (and precious few others) sells a single product or

service to all customers ... most costs are common.” The Economics of Regulation, p. 77). To the extent that costs are not common for gas distribution utilities generally, as with Gaz Métro, there are policies for having customers cover such costs (such as individual services and meters). For common costs, however, where the same facilities serve an array of customers, the marginal cost principles apply, whether group B is an array of customers or a single customer. That is, the principles espoused by Professor Kahn to which I refer rest on the commonality of costs, not the numbers of incremental customers.

6. Référence:

- (i) B-0016, Gaz Métro -1, Document 9, page 28, lignes 1 à 12

Préambule

- (i) « *To my understanding, the OEB has indicated 1 that costs in the PI calculation should include some normalized measure of reinforcement costs.⁵⁹ This potentially contrasts with Gaz Métro’s proposal, which requests that all customers cover the costs of Reinforcements.*

However, as shown in the prior Q/A, the OEB’s economic feasibility test does allow for unprofitable expansions as long as those expansions are overall in the public interest. As such, it appears to me that the OEB has indicated that, under certain circumstances, it is willing to approve system expansions even if their costs, seemingly including associated reinforcement costs, are greater (on present value terms) than the incremental revenues that result from the expansion. In other words, to my understanding, the OEB appears to be willing to roll-in the Reinforcement and Development costs of system upgrades even if doing so raises average costs⁶⁰—which, in a general sense, is consistent with what Gaz Métro has proposed (Nos soulignés) »

Question:

- 6.1. Veuillez élaborer sur les circonstances auxquelles l’auteur fait allusion à la référence (i) quand il mentionne « under certain circumstances ».

Réponse :

Réponse du Dr Jeff D. Makholm, NERA : The circumstances to which I allude are that the expansion: a) be overall in the public interest and b) not cause an undue burden on any other customer or group of customers, as explained on page 3 of the Ontario Energy Board's "Filing Guidelines on the Economic Tests for Transmission Pipeline Applications" (EB-2012-0092). (See page 27, lines 15-18 of Dr. Makholm's written evidence.)

RAPPORT DE KPMG-SECOR

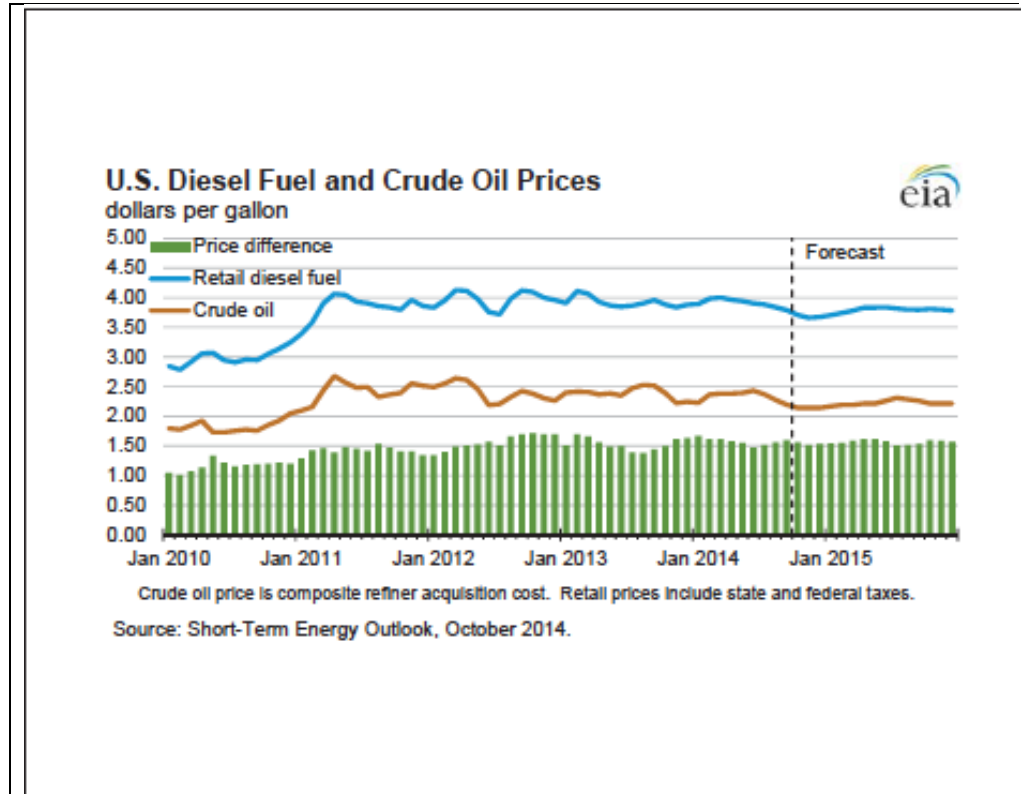
7. Référence:

- (i) B-0013, Gaz Métro -1, Document 6, page 3
- (ii) EIA, Short-term Energy Outlook (STEO), October 2014, <http://www.eia.gov/forecasts/steo/archives/oct14.pdf>
- (iii) EIA, Short-Term Energy Outlook (STEO), March 2015 http://www.eia.gov/forecasts/steo/pdf/steo_full.pdf

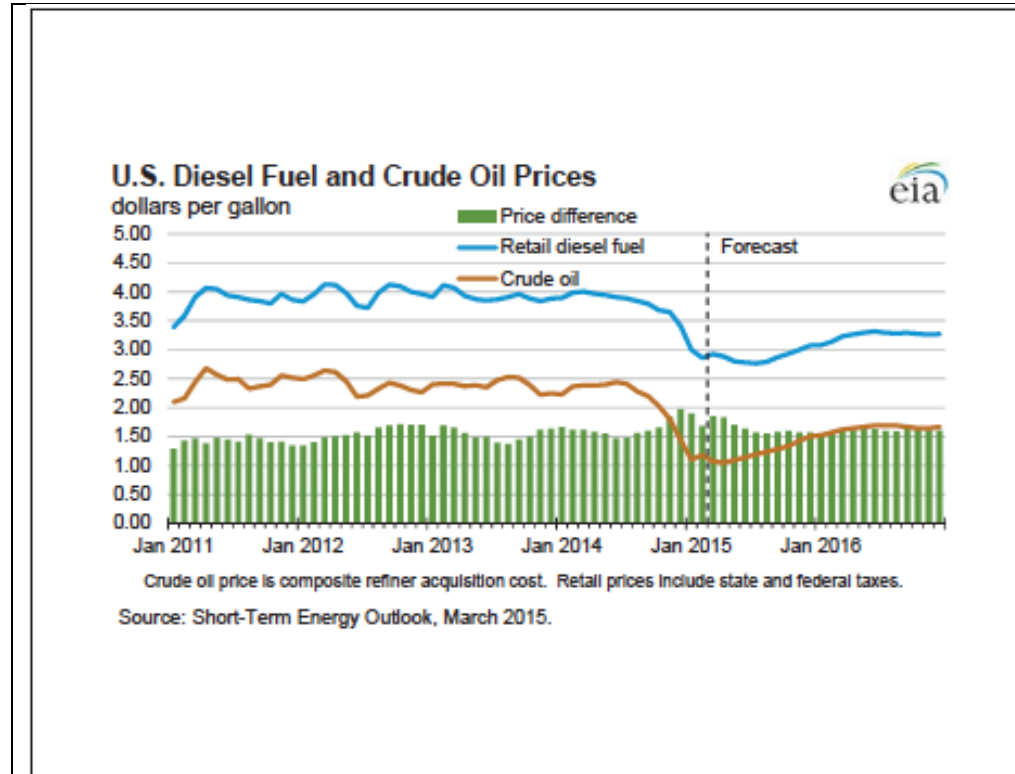
Préambule

- (i) « L'analyse effectuée fut réalisée à l'automne 2014 alors que le taux de saturation de ces tronçons est élevé en période de pointe. Le volume maximal que Gaz Métro peut livrer en période de pointe dans ces trois territoires pourrait devenir inférieur aux besoins des clients actuels et futurs selon les scénarios de croissance anticipée de la demande dans les prochaines années. Pour éviter ces contraintes d'approvisionnement, des investissements additionnels pourraient devoir être faits sur le réseau de Gaz Métro.(nos soulignés) »

(ii)



(iii)



Questions:

7.1. Veuillez fournir les prix des produits pétroliers (Mazout, Diesel, WTI) et du gaz naturel utilisés pour l'analyse du scénario de base de prix relatif.

Réponse :

Réponse de Daniel Denis, KMPG/SECOR : L'analyse complète des prix relatifs, ainsi que les écarts de prix entre le gaz naturel et les autres carburants et combustibles (diesel, mazout léger et lourd, électricité, charbon) est disponible à l'annexe 1 de la pièce B-0013, Gaz Métro-1, Document 6, pages 25 à 27, figures 14 à 17 de la présente demande.

7.2. Veuillez indiquer si les écarts entre les prix du gaz naturel et ceux des produits pétroliers utilisés pour l'analyse sont identiques ou similaires à ceux que l'on observe aujourd'hui.

Réponse :

Réponse de Daniel Denis, KMPG/SECOR : L'analyse de KMPG-SECOR des prix relatifs et des écarts du gaz naturel par rapport aux autres produits pétroliers a été menée sur une base annuelle. Elle repose sur une compilation des sources suivantes :

- Energy Information Administration (EIA);
[http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2014\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2014).pdf)
- Federal Reserve Bank of Saint-Louis;
<http://research.stlouisfed.org/fred2/search?st=Henry+Hub+Natural+Gas+Spot+Price>
- Institut de la statistique du Québec;
<http://www.stat.gouv.qc.ca/statistiques/population-demographie/perspectives/menages/index.html>
- Ministère des Ressources naturelles du Québec :
<http://www.mern.gouv.qc.ca/energie/statistiques/index.jsp>

Il est vrai que le prix des produits pétroliers a baissé au cours des derniers mois. Par contre, il faut également tenir compte que le prix du gaz naturel a aussi évolué à la baisse sur la même période. Comme remarqué sur le graphique de la référence (iii), le prix du diesel est passé d'environ 3,70 \$US le gallon en novembre 2014 à 2,90 \$US en février 2015. Si on s'attarde davantage au prix du mazout qui est plus près des sources de rechange au gaz naturel dans les secteurs commercial et industriel, le prix aux États-Unis est passé de 2,70 \$US le gallon en novembre 2014 à 2,00 \$US en février 2015 (soit une baisse de 26 %). Or, sur la même période, le prix du gaz naturel au Henry Hub est passé de 4,00 \$US le MBtu en novembre 2014 à 2,90 \$US le MBtu en février 2015 (soit une baisse de 28 %). Le prix relatif, qui est la variable clé pour déterminer l'attractivité relative des diverses sources d'énergie, a donc peu changé malgré la baisse majeure en absolue du prix du pétrole. Les écarts, ou plus précisément les prix relatifs, sont donc similaires.

De plus, le scénario de prix relatif du rapport de KPMG-SECOR mentionnait déjà que la position relative du mazout s'améliorerait en 2015. En effet, les scénarios d'EIA intégraient déjà depuis la fin 2013, début 2014, un ajustement en 2015 du prix relatif gaz naturel-mazout en faveur du dernier. Voir le schéma de la figure 15 en annexe du rapport KPMG-SECOR (annexe 1 de la pièce B-0013, Gaz Métro -1, Document 6, page 26) où le prix du mazout diminue à compter de 2015 alors que le prix du gaz naturel augmente (baisse de 1,1% par année du prix du mazout en moyenne sur la période 2014-2024 contre augmentation de 2,2 % par année du gaz naturel). Les variations absolues des prix à la baisse ont été plus fortes, mais les ratios relatifs sont restés similaires jusqu'ici.

À moyen et long termes, plusieurs sources consultées, notamment l'EIA et Bloomberg, prévoient une remontée graduelle des prix des produits pétroliers. L'amplitude et le moment précis de cette remontée demeurent inconnus encore aujourd'hui, mais la position concurrentielle favorable du gaz naturel devrait en parallèle se maintenir. Les experts s'entendent encore pour dire que le gaz bénéficiera d'un avantage relatif par rapport au mazout sur l'horizon des 10 prochaines années.

- 7.3. Veuillez confirmer que tous les prix d'énergie utilisés pour vos analyses ont été mis à jour à l'automne 2014 comme mentionné à la référence (i). Si la réponse est négative, veuillez indiquer à quel moment vous avez incorporé les données de prix.

Réponse :

Réponse de Daniel Denis, KPMG-SECOR : Veuillez vous référer à la réponse 7.2.

- 7.4. Veuillez indiquer si les résultats de votre analyse sont modifiés par l'évolution des prix du pétrole que l'on observe depuis l'automne dernier. En effet, les graphiques qui se trouvent aux références (ii) et (iii) montrent une nette baisse des prix du pétrole entre le mois d'octobre 2014 et mars 2015. Si la réponse est affirmative, veuillez procéder à une réévaluation des prévisions de demande de gaz naturel pour chacun des tronçons évalués dans le présent dossier.

Réponse :

Réponse de Daniel Denis, KPMG-SECOR : Veuillez vous référer à la réponse 7.2.

7.5. Veuillez indiquer quelle est votre estimation de la sensibilité de la demande de gaz naturel par secteur d'activités (Transport, résidentiel, commercial et industriel) par rapport à l'évolution du prix du Pétrole.

Réponse :

Réponse de Daniel Denis, KPMG-SECOR : Comme indiqué précédemment, ce qui importe n'est pas le prix du pétrole pris isolément, mais le prix relatif entre les sources d'énergie concurrentes. Or, le prix relatif mazout-gaz naturel est similaire jusqu'à présent malgré la baisse absolue du prix du pétrole. Veuillez vous référer aussi à la réponse 7.2.

8. Référence:

- (i) Valeur des contrats à terme de la devise canadienne en date du 10 mars 2015.
- (ii) B-0013, Gaz Métro -1, Document 6, page 40, figure 25

Préambule

(i)

Canadian Forward Rates (March 10, 2015)	
	Rate
Spot	1,26
1 month	1,26
2 months	1,27
3 months	1,27
6 months	1,27
9 months	1,27
1 year	1,27
2 years	1,28
5 years	1,30

The exchange rates are in Canadian Dollars per 1 U.S. Dollar.

Source: Pacific exchange rate -
<http://fx.sauder.ubc.ca/CAD/forward.html>

Question:

- 8.1. Veuillez indiquer si l'évolution à la baisse de la valeur de la devise canadienne par rapport à la devise américaine modifie les résultats de votre analyse. Dans l'affirmative, veuillez refaire l'analyse en utilisant les données les plus récentes.

Réponse :

Réponse de Daniel Denis, KPMG-SECOR : Des changements structurels et persistants à moyen et long termes des cours de la devise canadienne par rapport à la devise américaine sont nécessaires pour influencer significativement les prévisions de la demande sur un horizon de 10 ans.

La dépréciation du dollar canadien par rapport à celui américain peut mener à plusieurs effets distincts, entre autres :

- Une augmentation de la production des industries canadiennes afin de profiter des nouvelles opportunités sur le marché de l'exportation induites par la diminution des prix relatifs des produits canadiens par rapport aux produits américains;
- Une amélioration de la position concurrentielle du gaz naturel par rapport aux produits pétroliers qui sont transigés en dollar US.

Ces effets auraient tendance à augmenter les besoins en gaz naturel au Québec. Toutefois, à la lumière des données actuellement disponibles, et ce, jumelé au fait que le repli de la devise canadienne par rapport à celle américaine semble conjoncturel, KPMG-SECOR est d'avis que les prévisions à long terme effectuées à l'automne 2014 demeurent pertinentes.