

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 13 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE MODIFICATION DES
CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF DE GAZ MÉTRO**

DÉRIVÉS FINANCIERS

- 1. Références :**
- (i) Pièce B-0091, p. 30;
 - (ii) Pièce B-0091, p. 125;
 - (iii) Pièce B-0091, p. 54;
 - (iv) Pièce B-0091, p. 62-63;
 - (v) Pièce B-0091, p. 64-65;
 - (vi) Pièce B-0092, p. 15 à 27 ainsi que les annexes A et B;
 - (vii) Pièce B-0322, p.5;
 - (viii) Pièce B-0091, p. 33;
 - (ix) Pièce B-0322, p.15 et 16.

Préambule :

(i) « *The Program objectives and the quantification of those objectives into measurable tolerances and risk metrics that ultimately drive the Program should be at the core of the Program. The level of price protection should reflect the risk tolerance of customers. The utility and regulator should have an informed view of customer risk tolerance levels (both upside and downside risk) through surveys and educational workshops, but the workshop would not be a pre-condition to re-establishing the Program.* »

(ii) « *Intervenors generally acknowledged that the Program should provide some minimum, inexpensive catastrophic protection for its captive consumers. However, there was a fair amount of consensus around the prospect that the current level of protection may be excessive in the current market context. All agreed that the forward expectation for natural gas markets is for low volatility and low prices; and under these conditions, only the minimum amount of hedging should be conducted so that the consumer could more fully realize the benefit of market declines.*»

(iii) « *The balanced approach also relies on another element of the ability to measure risk. Notwithstanding known deficiencies, best practices are still described by characterizing risk as a function of Value at Risk (VaR). VaR was originally developed to characterize only one potential movement (either up or down) because it was originally developed for trading environments that only have exposure when buying or selling a position. The application of the technique to an end-user (like Gaz Métro) simply extends the measurement to both possibilities (up or down).* »

(iv) « ***Q72. HOW WOULD THIS PROPOSED STRATEGY COMPARE TO HISTORICAL OPPORTUNITY COST?*** »

A72. The simplest way to understand the comparative performance is by plotting the actual opportunity cost (Figure 1) versus the results of applying the strategy to the same price series (Figure 13). On the aggregate, the figure shows a smaller opportunity cost.

The statistical work done to arrive at these results involved testing numerous scenarios to uncover an adequate combination. This meant simulating the opportunity cost by changing parameters such as hedge horizon, total amount to hedge, tolerance levels, instruments, percentage to hedge, percentage under programmatic, percentage under defensive, and price levels for collars, among others. All in all we simulated more than 150 unique combinations based on the historical price series.

A second approach to enhance the statistical significance of the back cast was to simulate more than 30 different ways in which the historical figures could have evolved in the past. While it is true that the actual history is useful and undeniable, testing how history could have evolved under separate assumptions increases the statistical significance that provides a certain degree of comfort as to how the strategy could have performed under different scenarios.

This second approach increases the robustness of the analysis by making up alternative historical prices to provide a better understanding of potential opportunity costs. Instead of just one series for historical prices there is now a set of potential historical prices that each yields a different opportunity cost.

A third and final statistical approach was performed that instead of recreating the historical prices based on alternative scenarios, created different potential scenarios of the future starting with January 1, 2014.

The selected parameters (as highlighted above) were the ones that best met the following criteria according to the five statistical metrics highlighted above:

- Low total opportunity cost (sum) over the period*
- Low single-year opportunity cost over the period*
- Low aggregate variation in the opportunity cost (standard deviation)*
- Low hedged cost (average) over the period*
- Low aggregate variation of hedged cost (standard deviation)*

The detail of the analysis is available upon request. » [nous soulignons]

(v) « **Q73. WHAT KIND OF PERFORMANCE CAN WE EXPECT FROM THIS STRATEGY IN THE FUTURE**

A73. The historical results should provide an idea as to how it is likely to perform, but it is possible to try to create a —reasonable picture of how prices may evolve in the future according to the statistical technique called Monte Carlo where potential prices (or paths) are created based on reasonable assumptions of volatility and how prices —migrate in time. It is also reasonable to expect that this —path is one of many possible paths that prices may follow and to achieve this we created a series of 20 potential different paths according to the Monte Carlo technique outlined above.

Just as we tested how the strategy would have performed using actual prices, we proceeded to recreate a performance metric for each of the 20 price paths and averaged the performance in terms of a distribution of prices as projected on a daily basis for 2014, 14 2015, 2016, 2017 and 2018. We then proceeded to associate the average opportunity cost with the average natural gas price scenario to arrive at Figure 14. »

(vii) « *Two alternative scenarios were selected to show a marginal increase (Figure 1) and a significant increase (Figure 2) to tolerance level (interpreted as an increase to the tolerance of having a larger opportunity cost).* » [nous soulignons]

(viii) « **Q44. IN PRACTICE, HOW DOES A UTILITY ESTABLISH THE RISK TOLERANCES?**

A44. Risk tolerances are a direct translation of how prices of natural gas will impact customers, or change their consumption in an unintended way. »

(ix) figures 11 et 12.

Demandes :

1.1 À la suite des réponses à la demande de renseignements n° 11 et à l'interprétation de la question citée en référence (vii), la Régie désire clarifier sa demande. Ainsi, la Régie demande deux programmes alternatifs ayant comme objectif de diminuer le niveau de protection ou de couverture par rapport au programme proposé. Ces deux programmes alternatifs ont les hypothèses suivantes :

- Les clients ont une tolérance plus élevée à la variabilité du prix du gaz naturel telle qu'expliquée en référence (viii) que le programme proposé.
- Les clients désirent un niveau de protection ou de couverture moins élevé que le programme proposé.

Veillez présenter deux programmes alternatifs dont le premier diminue de façon modérée le niveau de protection ou de couverture et le deuxième diminue de façon marquée le niveau de protection ou de couverture. Veuillez présenter les résultats de chacun de ces programmes selon le format de la référence (vi) ce aux fins d'identification, de

quantification et d'évaluation des risques et que la stratégie de couverture, un résumé du programme ainsi que les calculs des balises pour chaque programme alternatif.

1.2 Pour chacun des deux programmes alternatifs, veuillez présenter

1.2.1. une analyse détaillée ainsi qu'un graphique semblable à la figure 13 citée en référence (iv) de la première approche basée sur les prix historiques;

1.2.2. une analyse détaillée de la seconde approche citée en référence (iv) basée sur une simulation de différents prix historiques.

Veillez présenter et expliquer les hypothèses. Veuillez également fournir les sources des données utilisées.

1.3 Pour chacun des deux programmes alternatifs, veuillez présenter une analyse détaillée en utilisant l'approche citée en référence (v) pour la prévision de la performance de chacun des programmes alternatifs ainsi que des tableaux comme ceux des « figures » 11 et 12 cités en référence (ix). Veuillez présenter le 50^{ième} percentile de la distribution de chacun des programmes alternatifs. Veuillez présenter et expliquer les hypothèses.

1.4 Pour le programme proposé ainsi que pour chacun des deux programmes alternatifs, veuillez présenter, selon des scénarios de prix basés sur la technique Monte Carlo citée en référence (v), une évaluation du risque VaR citée en référence (iii) en \$/GJ et en M\$ pour une période d'une année avec un intervalle de confiance de 95 % et 99 %. Veuillez présenter la simulation des différents scénarios de prix. Veuillez présenter et expliquer les hypothèses. Veuillez également fournir les sources des données utilisées.

2. Références : (i) Pièce B-0092, p. 18;
(ii) Pièce B-0322, p.15 et 16.

Préambule :

(i) « Selon la recommandation de l'Expert, la balise de hausse de prix (BHP) serait calculée comme la moyenne des 12 balises de hausse de prix mensuelles (BHPT) de l'année gazière visée, soit de novembre 2013 à octobre 2014 pour la Cause tarifaire 2014. Similairement, la balise de perte d'opportunité (BPO) serait calculée comme la moyenne des 12 balises de perte d'opportunité mensuelles (BPOT) des 12 mois de l'année gazière visée. »

(ii) « La proposition de Gaz Métro d'utiliser une moyenne sur 12 mois est basée sur la recommandation de l'expert, l'objectif principal étant de simplifier le processus d'approbation des paramètres du programme.

Plusieurs autres façons d'établir les balises auraient pu être retenues et Gaz Métro a opté pour l'utilisation de la moyenne 12 mois, tel que recommandé par l'expert. D'ailleurs, toutes les

simulations faites par l'expert, autant passées que futures, incorporent des balises établies selon cette formule proposée. »

Demande :

2.1 Est-ce que l'expert peut expliquer son choix de l'utilisation d'une moyenne 12 mois par rapport à une moyenne qui serait calculée ainsi : la moyenne pour la saison d'hiver pondérée par les volumes de cette saison et la moyenne pour la saison d'été pondérée par les volumes pour cette saison. Veuillez expliquer les avantages et inconvénients de cette approche par rapport à celle de la moyenne 12 mois.

- 3. Références :**
- (i) Pièce B-0059, p. 5 à 7;
 - (ii) Pièce B-0091, p. 5;
 - (iii) Pièce B-0091, p. 16.

Préambule :

(i) « 2.1. *Devises des achats de gaz naturel*
Les achats de gaz naturel de Gaz Métro sont exprimés en GJ peu importe l'indice utilisé. De plus, elle effectue normalement ses achats de gaz naturel en \$CAN. Le marché gazier transige les indices NYMEX et NGX Dawn en \$US/MMBtu alors que l'indice AECO est transigé en \$CAN/GJ.

Deux options s'offrent à Gaz Métro pour effectuer des achats en fonction d'indices normalement transigés en \$US :

1. Transiger en \$CAN/GJ

Sous cette option, une transaction effectuée sur la base NYMEX serait établie de la façon suivante :

Prix d'achats : Indice NYMEX Henry Hub Close (Last Day Settle) + Prime en \$US/MMBtu

Taux de change : Taux de change quotidien à midi de la Banque du Canada à la date d'établissement de l'indice « Henry Hub Close », soit la dernière journée ouvrable de transaction sur le NYMEX pour des achats du mois suivant.

Conversion en \$/GJ : Facteur de conversion MMBtu = 1,055056 GJ

De façon générale, la plupart des fournisseurs accepteraient de se conformer à cette approche, quoique non courante dans le marché gazier. Comme ils assumeront le risque de change, il pourrait y avoir une surprime intégrée dans le prix d'achat. Le montant de cette surprime ne peut toutefois être déterminé.

Il est à noter que Gaz Métro a effectué, en avril 2013, des achats auprès de trois fournisseurs en fonction de l'indice NGX Dawn, converti en \$CAN selon la formule énoncée ci-dessus, et aucune prime n'a été ajoutée à l'indice par les fournisseurs, laissant penser que la surprime pour compenser le risque de change supporté par les fournisseurs, s'il y en avait une, serait minime.

2. Transiger en \$US/MMBtu

La facturation des achats de gaz naturel en \$US entrainerait un risque de change pour la clientèle de Gaz Métro. En effet, il s'écoule en moyenne une période de 20 à 25 jours entre le moment où le compte à payer est comptabilisé par Gaz Métro et le moment où le paiement au fournisseur est effectué. L'écart de change pour chaque achat effectué en \$US correspondrait à la différence entre :

le montant du compte fournisseur converti en \$CAN au taux de change en vigueur au moment où il est comptabilisé dans les livres de Gaz Métro ; et le montant du compte fournisseur converti en \$CAN au taux de change en vigueur au moment où le paiement au fournisseur est effectué.

Cet écart de change peut entraîner soit un gain ou une perte pour la clientèle de Gaz Métro, selon l'évolution des taux de change au cours de cette période. Si l'option de transiger en \$US/MMBtu était retenue, Gaz Métro demande à la Régie de l'autoriser à appliquer un traitement comptable réglementaire aux gains et pertes de change générés par les achats effectués en \$US, consistant à inclure ces gains et pertes de change dans les coûts de fourniture. Pour ce faire, ces gains et pertes de change seraient imputés au compte d'écart de prix de la fourniture et ainsi intégrés mensuellement dans le calcul du prix du service de fourniture de gaz naturel. » [nous soulignons]

(ii) « Q8. WHAT IS HEDGING?

A8. Hedging is a series of management decisions aimed at reducing the probability of unfavorable outcomes, typically in the form of undesirable prices and/or volatility. In the case of natural gas prices, hedging is the set of management decisions taken to mitigate the impact on customers of price increases/decreases that may create a wide disparity in the cost of gas from month-to-month, or year-to-year. » [nous soulignons]

(iii) « Q21. DO YOU AGREE THAT DEFERRAL ACCOUNTS AND PURCHASED GAS ADJUSTMENTS COULD REDUCE VOLATILITY SUCH THAT NO HEDGING 11 WOULD BE REQUIRED?

A21. No. Though I agree that in periods of low volatility and declining prices this may be all that is required to minimize the effect of price increases, there is nothing to protect the customer from extreme and sustained price increases. The customer will eventually pay for the price increase. The deferral accounts or purchased gas adjustments largely create a cosmetic effect on prices by simply averaging the price spikes over a longer period of time. By the same virtue, the averaging of the spike also creates a form of stickiness in prices because the effect of the price spike tends to be longer-lived. Hedging strategies are more successful if they are structured to avoid the spikes instead of just smoothing the effect. » [nous soulignons]

Demandes :

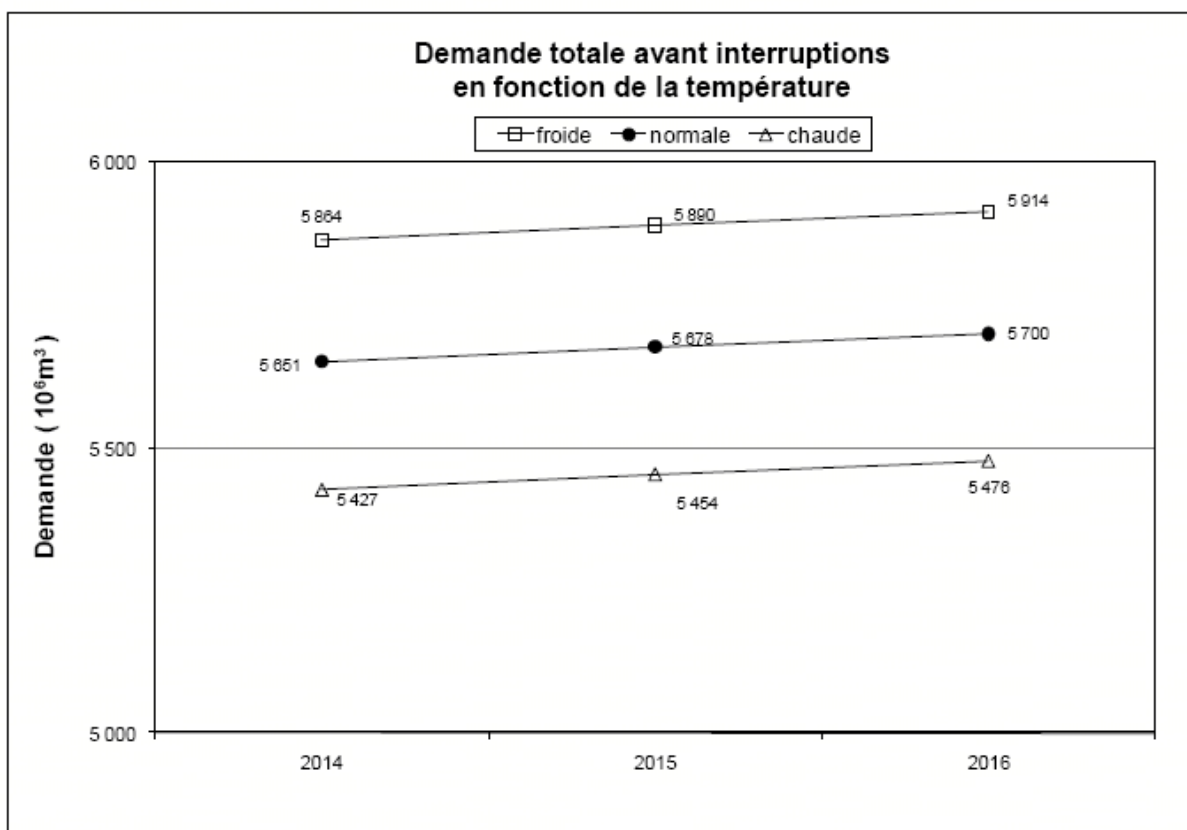
- 3.1 Est-ce que l'expert peut confirmer que le programme proposé ne prévoit pas de couverture de change sur l'indice NYMEX que ce soit selon une formule de conversion ou transigés en \$US/MMBtu tel qu'expliqué à la référence (i) ?
- 3.2 Est-ce que l'expert peut confirmer qu'une couverture portant uniquement sur le prix du gaz naturel sur l'indice NYMEX selon une formule de conversion ou transigés en \$US/MMBtu peut créer une perte ou un gain de change ?
- 3.3 Est-ce que l'expert peut confirmer que l'horizon temporel du risque de change sur une couverture sur le NYMEX peut aller jusqu'à deux ans selon le programme proposé?
- 3.4 Est-ce que l'expert peut indiquer si le risque de change est plus élevé ou moins élevé pour une période de 20 à 25 jours tel que cité en référence (i) que sur une période de deux ans?. Veuillez expliquer avec preuve à l'appui et présenter les sources de données.
- 3.5 Est-ce que l'expert peut concilier l'objectif cité en référence (ii) avec un risque de gain ou de perte de change qui peut amplifier la volatilité du coût de fourniture ?
- 3.6 Est-ce que l'expert peut concilier sa position citée en référence (iii) sur les comptes de frais reportés comme outil de couverture du coût de fourniture avec la position de ne pas couvrir le risque de change et par conséquent inclure les gains et pertes dans le coût de fourniture ?
- 3.7 Quelle est la recommandation de l'expert, pour le programme proposé, sur la couverture du risque de change selon une échelle de 0 % à 100 % que ce soit selon une formule de conversion ou transigés en \$US/MMBtu tel qu'expliqué à la référence (i)? Veuillez expliquer les avantages et inconvénients de la recommandation.

4. Références : (i) Pièce B-0054, p. 98;
(ii) Pièce B-0322, p.15 et 16.

Préambule :

(i)

Graphique 15



(ii) « Les besoins volumétriques de fourniture de gaz naturel anticipés sont établis à chaque cause tarifaire. Ces volumes correspondent à la somme des éléments suivants :

- la demande de fourniture de gaz naturel de la clientèle qui utilise le service du distributeur;
- le gaz perdu et le gaz pour l'usage de la compagnie;
- la variation nette des retraits et injections d'inventaires;
- le gaz de compression requis pour transporter la fourniture jusqu'au territoire de Gaz Métro.

Il est à noter que les volumes contractés pour les clients engagés auprès de Gaz Métro dans une entente de fourniture à prix fixe approvisionnée par un fournisseur spécifique ne sont pas considérés dans le cadre du programme de dérivés financiers. »

Demandes :

- 4.1 Est-ce que l'expert a considéré l'utilisation de la demande de fourniture de gaz naturel selon un scénario de température chaude cité en référence (i) ? Dans tous les cas, veuillez expliquer les avantages et inconvénients de cette approche.