

**RÉPONSE DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO (GAZ MÉTRO)  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 6 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 SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO  
À COMPTER DU 1<sup>ER</sup> OCTOBRE 2014**

**SUJETS RELATIFS AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT**

- 1. Références :** (i) Pièce B-0127, p. 3 et 4;  
(ii) Pièce B-0133, p. 2.

**Préambule :**

*« Par exemple, sous le scénario où un ajout de vaporisation à l'usine LSR est considéré, les données pour le calcul de l'outil de maintien sont les suivantes :*

|   | <b>Scénario sans<br/>utilisation LSR</b><br>10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour | <b>Scénario avec<br/>utilisation LSR</b><br>10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour | <b>Outil de maintien<br/>de fiabilité</b><br>10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour |
|---|--|--|---|
| <b>Année 2017 + ajout de vaporisation</b> |  |  |   |
| Demande continue en journée de pointe     | 33 172   | 33 172   |   |
| Besoins pour hiver extrême                | 31 754   | 32 997   |   |
| Outil d'approvisionnement requis          | 33 172   | 33 172   | 0   |

*Étant donné que les besoins d'approvisionnement de la clientèle de l'activité réglementée sont définis par le niveau de la demande continue en journée de pointe, la variation des besoins de l'hiver extrême qui résulte de la réservation d'une capacité de l'usine LSR au client-GNL ne requiert pas d'ajout de capacité de transport. Ainsi, aucun outil de maintien de fiabilité n'est requis dans l'horizon du plan d'approvisionnement. »*

Référence (ii)

*« 3.1 Le volume correspondant à l'ajout de 1 135 103 m<sup>3</sup>/jour de vaporisation à l'usine LSR est-il un volume optimal qui permet de minimiser les coûts d'approvisionnement tout en maximisant les ventes d'outils? »*

**Réponse :**

*En fonction de la demande d'ajout de vaporisation, le niveau visé a été établi en fonction de la différence entre la demande continue en journée de pointe et les besoins d'hiver extrême. En partant de cet élément, Gaz Métro a effectué des analyses et a conclu qu'un débit horaire moyen de vaporisation de 47 300 m<sup>3</sup>/h pouvait être ajouté. Le projet a donc été développé sur cette base.*

*Considérant que la réduction des approvisionnements est égale au volume additionnel de vaporisation, il s'agit du gain optimal pouvant être envisagé. »*

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez indiquer quels seraient les coûts de maintien de fiabilité pour chacune des années du plan d'approvisionnement dans un scénario où le plan d'approvisionnement serait établi à partir des besoins de l'hiver extrême et que les besoins de pointe additionnels à l'hiver extrême seraient comblés par des outils de pointe comme l'augmentation de la capacité de vaporisation ou tout autre moyen. Dans un tel scénario veuillez donc considérer que la totalité des outils de maintien serait requise par le client GNL.

**Réponse :**

Tel que mentionné dans sa correspondance du 20 octobre 2014 (pièce A-0047), la Régie retire cette question.

- 1.2 Veuillez indiquer quelle serait la capacité de vaporisation maximale qui pourrait être fournie par l'usine LSR existante et le coût associé à une telle augmentation de capacité de vaporisation.

**Réponse :**

Tel qu'autorisé dans la correspondance du 20 octobre 2014 de la Régie (pièce A-0047), Gaz Métro répondra à cette question au plus tard le 28 octobre 2014, à 12 h.

- 2. Références :**
- (i) Pièce B-0050;
  - (ii) Dossier R-3837-2013, pièce B-0292;
  - (iii) Pièce B-0127, p. 78.

**Préambule :**

- (i) Plan d'approvisionnement 2015-2018
- (ii) Tableaux illustrant les ventes du service de base
- (iii) Tableau illustrant l'historique des coefficients d'utilisation

**Demandes :**

- 2.1 Veuillez déposer un tableau synthèse sous la forme des tableaux de la référence (ii) qui contiendrait les catégories suivantes pour chacune des années du plan d’approvisionnement :
- Les ventes PMD
  - Les ventes VGE continus, en distinguant :
    - o Les migrations du service T vers le service du Distributeur;
    - o Les ventes au service T;
    - o Les ajouts de charges en pétrochimie;
    - o Les cimenteries;
    - o Client majeur fabricant de produit fertilisant;
    - o Les ventes pour l’activité de GNL;
    - o Le total.
  - Le total des ventes en service continu.
  - Les ventes interruptible, en distinguant :
    - o Les ajouts de charges en pétrochimie;
    - o Les cimenteries;
    - o Client majeur fabricant de produit fertilisant;
    - o Les ventes pour l’activité de GNL;
    - o Le total.
  - Le total des ventes.

**Réponse :**

Le tableau suivant présente la prévision de la demande du plan d’approvisionnement 2015-2018 séparée par catégorie de clients.

Il est à noter que les clients fournissant leur propre service de transport, ainsi que ceux ayant migré vers le service du distributeur, ne se retrouvent pas uniquement au marché VGE. L’information relative à ces clients est donc présentée distinctement également pour le marché PMD. De plus, le tableau présente les volumes associés aux catégories pour chacune des années, il ne s’agit pas de variation d’une année à l’autre.

|  | 2014-2015                      | 2015-2016                      | 2016-2017                      | 2017-2018                      |
|--|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
|  | 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> | 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> | 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> | 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> |
| <b>Les ventes PMD</b>  |                                |                                |                                |                                |
| Les migrations du services T vers le service du distributeur | 30,22                          | 30,40                          | 30,37                          | 30,37                          |
| Les ventes au Service T                                      | 17,52                          | 17,61                          | 17,58                          | 17,58                          |
| Autres   | 2 670,24                       | 2 687,77                       | 2 682,17                       | 2 693,30                       |
| <b>Total PMD</b>   | <b>2 717,98</b>                | <b>2 735,78</b>                | <b>2 730,12</b>                | <b>2 741,25</b>                |
| <b>Les ventes VGE en service continu :</b>                   |                                |                                |                                |                                |
| Les migrations du services T vers le service du distributeur | 83,92                          | 84,19                          | 83,92                          | 83,92                          |
| Les ventes au Service T                                      | 117,63                         | 118,20                         | 117,82                         | 117,82                         |
| Les ajouts de charges en pétrochimie                         | 303,05                         | 315,64                         | 314,22                         | 314,22                         |
| Les cimenteries  | -                              | 48,17                          | 96,33                          | 96,33                          |
| Client majeur fabricant des produits fertilisants            | -                              | -                              | -                              | 570,38                         |
| Les Ventes pour l'activité de GNL                            | -                              | -                              | 91,58                          | 129,33                         |
| Autres Volumes   | 2 070,37                       | 2 152,35                       | 2 214,18                       | 2 215,08                       |
| <b>Le total VGE en service continu</b>                       | <b>2 574,97</b>                | <b>2 718,54</b>                | <b>2 918,06</b>                | <b>3 527,09</b>                |
| <b>Le total des ventes en service continu</b>                | <b>5 292,95</b>                | <b>5 454,31</b>                | <b>5 648,19</b>                | <b>6 268,33</b>                |
| <b>Les ventes en service interruptible :</b>                 |                                |                                |                                |                                |
| Les ajouts de charges en pétrochimie                         | 40,01                          | 32,85                          | 32,59                          | 32,59                          |
| Les cimenteries  | 5,10                           | 10,95                          | 17,92                          | 17,92                          |
| Client majeur fabricant des produits fertilisants            | -                              | -                              | -                              | -                              |
| Les Ventes pour l'activité de GNL                            | 34,47                          | 51,80                          | 15,42                          | 12,27                          |
| Autres Volumes   | 384,99                         | 407,79                         | 362,89                         | 362,89                         |
| <b>Le total des ventes en service interruptible</b>          | <b>464,56</b>                  | <b>503,40</b>                  | <b>428,82</b>                  | <b>425,68</b>                  |
| <b>Le total des ventes</b>                                   | <b>5 757,51</b>                | <b>5 957,71</b>                | <b>6 077,01</b>                | <b>6 694,01</b>                |

2.2 Veuillez indiquer pour chacune des années du plan d’approvisionnement la contribution à la pointe de chacune des catégories suivantes :

- PMD
- VGE continus, en distinguant :
  - o Les migrations du service T vers le service du Distributeur;
  - o Le service T;
  - o Client majeur fabricant de produit fertilisant;
  - o L’activité de GNL;
  - o Le total.
- Le total en service continu.

**Réponse :**

L’évaluation de la contribution à la pointe de différentes catégories de clients implique nécessairement l’évaluation d’une pointe pour chacune de ces catégories. La somme de ces pointes, évaluées distinctement, ne reproduira pas la demande continue en journée de pointe calculée globalement principalement à cause du facteur d’ajustement.

Afin de répondre à la demande de la Régie, Gaz Métro a utilisé une méthode basée sur des proratas ou par différence, selon le cas.

Pour estimer la contribution à la pointe de chacune des catégories de clients, l'exercice a été fait en deux étapes :

Étape 1 : Estimations des volumes en journée de pointe pour les marchés PMD et VGE (tableau 1)

Pour chaque année du plan :

- a) Estimation des volumes en journée pointe pour les marchés PMD et VGE selon des régressions linéaires sur les volumes quotidiens historiques des deux catégories de clients (colonnes 1, 4, 7 et 10).

La somme des volumes en journée de pointe PMD et VGE ainsi estimés ne correspond pas au volume en journée de pointe coïncidente établi au plan 2015-2018 (ligne 3, colonnes 3, 6, 9 et 12) ;

- b) Déduction des proportions PMD et VGE (colonnes 2, 5, 8 et 11) à partir des pointes estimées par marchés du point a ;
- c) Application des proportions sur le volume en journée de pointe établi au plan 2015-2018 pour estimer les volumes de pointe pour les marchés PMD et VGE (colonnes 3, 6, 9 et 12).

**Tableau 1 : Estimation des volumes en journée de pointe par marchés (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)**

| Marchés        | 2015                         |     |                  | 2016                         |     |                  | 2017                         |     |                  | 2018                         |      |                  |
|----------------|------------------------------|-----|------------------|------------------------------|-----|------------------|------------------------------|-----|------------------|------------------------------|------|------------------|
|                | Pointes estimées par marchés |     | Pointe prorataée | Pointes estimées par marchés |     | Pointe prorataée | Pointes estimées par marchés |     | Pointe prorataée | Pointes estimées par marchés |      | Pointe prorataée |
|                | (1)                          | (2) | (3)              | (4)                          | (5) | (6)              | (7)                          | (8) | (9)              | (10)                         | (11) | (12)             |
| 1 PMD          | 24 870                       | 73% | <b>25 164</b>    | 24 919                       | 73% | <b>25 258</b>    | 25 371                       | 71% | <b>25 731</b>    | 27 400                       | 69%  | <b>26 418</b>    |
| 2 VGE          | 9 132                        | 27% | <b>9 240</b>     | 9 447                        | 27% | <b>9 575</b>     | 10 230                       | 29% | <b>10 376</b>    | 12 151                       | 31%  | <b>11 716</b>    |
| <b>3 Total</b> | <b>34 002</b>                |     | <b>34 404</b>    | <b>34 365</b>                |     | <b>34 833</b>    | <b>35 601</b>                |     | <b>36 107</b>    | <b>39 551</b>                |      | <b>38 134</b>    |

Étape 2 : Estimation de l'apport à la pointe des différentes catégories de clients (tableau 2)

Étant donné que les clients ayant leur propre service de transport ainsi que ceux ayant migré vers le service du distributeur se retrouvent sous les deux marchés, PMD et VGE, Gaz Métro présentera l'apport à la pointe des différentes catégories de clients distinctement pour les deux marchés.

Pour l'estimation de l'apport à la pointe de chacune des catégories de clients et ce, pour chaque année du plan, Gaz Métro a procédé comme suit :

- a) Pour chacun des marchés (à l'exception du client majeur fabricant de produit fertilisant et de l'activité de GNL), estimation des volumes en journée de pointe par

catégories de clients sur la base des volumes mensuels projetés en fonction de la méthode utilisée au service d'équilibrage.

Cette approche a été utilisée car, d'une part, une régression pour les clients PMD à lecture mensuelle n'est pas possible. D'autre part, pour les clients VGE, les régressions sur les volumes continus purs par catégorie ne seraient pas probantes. En effet, il n'y a qu'un client dans la catégorie « Migration vers le service T du distributeur » et deux clients dans la catégorie « Clients service T ».

La consommation journalière de pointe est estimée de la façon suivante :

Pointe = Max C x multiplicateur

Avec :

Max C = maximum des consommations journalières moyennes de chacun des mois d'hiver

Multiplicateur = Maximum (2,1 - (1,1 x A/Max C) ; 1) ; A étant le volume annuel moyen ;

- b) Pour le client majeur fabricant de produits fertilisants, l'apport à la pointe est égal à la moyenne des consommations de janvier et février 2018, comme évalué à la Cause tarifaire 2015.
- c) Pour l'activité de GNL, l'apport à la pointe est établi en fonction du volume souscrit projeté pour les années 2017 et 2018, comme évalué à la Cause tarifaire 2015.
- d) Pour les autres clients, le volume en journée de pointe est calculé par différence.

Les proportions de l'apport à la pointe par marchés et catégories de clients sont présentées au tableau 2.

Tableau 2 : Répartition des volumes en journée pointe par marchés et par catégories de clients

|  | 2015                                     |                       |                      |            | 2016                                     |                       |                      |            | 2017                                     |                        |                       |            | 2018                                      |                        |                       |            |
|--|--|-----------------------|----------------------|------------|--|-----------------------|----------------------|------------|--|------------------------|-----------------------|------------|---|------------------------|-----------------------|------------|
|  | Pointes estimées<br>PMD et VGE           |                       |                      | CU         | Pointes estimées<br>PMD et VGE           |                       |                      | CU         | Pointes estimées<br>PMD et VGE           |                        |                       | CU         | Pointes estimées<br>PMD et VGE            |                        |                       | CU         |
|  | 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j<br>(1) | % vs<br>Marché<br>(2) | % vs<br>Total<br>(3) |            | 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j<br>(5) | % vs<br>Marché<br>(6) | % vs<br>Total<br>(7) |            | 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j<br>(9) | % vs<br>Marché<br>(10) | % vs<br>Total<br>(11) |            | 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j<br>(13) | % vs<br>Marché<br>(14) | % vs<br>Total<br>(15) |            |
| <b>PMD</b>                                     |  |                       |                      |            |  |                       |                      |            |  |                        |                       |            |   |                        |                       |            |
| 1 Clients service T                            | 123                                      | 0,5%                  | 0,4%                 | 39%        | 123                                      | 0,5%                  | 0,4%                 | 39%        | 123                                      | 0,5%                   | 0,3%                  | 39%        | 123                                       | 0,5%                   | 0,3%                  | 39%        |
| 2 Migration vers le service T du distributeur  | 250                                      | 1,0%                  | 0,7%                 | 33%        | 247                                      | 1,0%                  | 0,7%                 | 34%        | 247                                      | 1,0%                   | 0,7%                  | 34%        | 247                                       | 0,9%                   | 0,6%                  | 34%        |
| 3 Autres clients                               | 24 791                                   | 98,5%                 | 72,1%                | 30%        | 24 888                                   | 98,5%                 | 71,4%                | 30%        | 25 361                                   | 98,6%                  | 70,2%                 | 29%        | 26 048                                    | 98,6%                  | 68,3%                 | 28%        |
| <b>4 Total PMD</b>                             | <b>25 164</b>                            | <b>100,0%</b>         | <b>73,1%</b>         | <b>30%</b> | <b>25 258</b>                            | <b>100,0%</b>         | <b>72,5%</b>         | <b>30%</b> | <b>25 731</b>                            | <b>100,0%</b>          | <b>71,3%</b>          | <b>29%</b> | <b>26 418</b>                             | <b>100,0%</b>          | <b>69,3%</b>          | <b>28%</b> |
| <b>VGE</b>                                     |  |                       |                      |            |  |                       |                      |            |  |                        |                       |            |   |                        |                       |            |
| 5 Clients service T                            | 421                                      | 4,6%                  | 1,2%                 | 77%        | 414                                      | 4,3%                  | 1,2%                 | 78%        | 415                                      | 4,0%                   | 1,1%                  | 78%        | 415                                       | 3,5%                   | 1,1%                  | 78%        |
| 6 Migration vers le service T du distributeur  | 323                                      | 3,5%                  | 0,9%                 | 71%        | 322                                      | 3,4%                  | 0,9%                 | 72%        | 323                                      | 3,1%                   | 0,9%                  | 71%        | 323                                       | 2,8%                   | 0,8%                  | 71%        |
| 7 Activité GNL                                 |  |                       |                      |            |  |                       |                      |            | 264                                      | 2,5%                   | 0,7%                  | 95%        | 388                                       | 3,3%                   | 1,0%                  | 91%        |
| 8 Client majeur - produits fertilisants        |  |                       |                      |            |  |                       |                      |            |  |                        |                       |            | 1 748                                     | 14,9%                  | 4,6%                  | 89%        |
| 9 Autres clients                               | 8 496                                    | 92,0%                 | 24,7%                | 77%        | 8 839                                    | 92,3%                 | 25,4%                | 78%        | 9 374                                    | 90,3%                  | 26,0%                 | 77%        | 8 842                                     | 75,5%                  | 23,2%                 | 81%        |
| <b>10 Total VGE</b>                            | <b>9 240</b>                             | <b>100,0%</b>         | <b>26,9%</b>         | <b>76%</b> | <b>9 575</b>                             | <b>100,0%</b>         | <b>27,5%</b>         | <b>78%</b> | <b>10 376</b>                            | <b>100,0%</b>          | <b>28,7%</b>          | <b>77%</b> | <b>11 716</b>                             | <b>100,0%</b>          | <b>30,7%</b>          | <b>82%</b> |
| <b>PMD et VGE</b>                              |  |                       |                      |            |  |                       |                      |            |  |                        |                       |            |   |                        |                       |            |
| 11 Clients service T                           | 544                                      |                       | 1,6%                 | 68%        | 537                                      |                       | 1,5%                 | 69%        | 538                                      |                        | 1,5%                  | 69%        | 538                                       |                        | 1,4%                  | 69%        |
| 12 Migration vers le service T du distributeur | 573                                      |                       | 1,7%                 | 55%        | 570                                      |                       | 1,6%                 | 55%        | 570                                      |                        | 1,6%                  | 55%        | 570                                       |                        | 1,5%                  | 55%        |
| 13 Activité GNL                                |  |                       |                      |            |  |                       |                      |            | 264                                      |                        | 0,7%                  | 95%        | 388                                       |                        | 1,0%                  | 91%        |
| 14 Client majeur - produits fertilisants       |  |                       |                      |            |  |                       |                      |            |  |                        |                       |            | 1 748                                     |                        | 4,6%                  | 89%        |
| 15 Autres clients                              | 33 287                                   |                       | 96,8%                | 42%        | 33 727                                   |                       | 96,8%                | 42%        | 34 735                                   |                        | 96,2%                 | 42%        | 34 889                                    |                        | 91,5%                 | 42%        |
| <b>16 Total PMD et VGE</b>                     | <b>34 404</b>                            |                       | <b>100,0%</b>        | <b>42%</b> | <b>34 833</b>                            |                       | <b>100,0%</b>        | <b>43%</b> | <b>36 107</b>                            |                        | <b>100,0%</b>         | <b>43%</b> | <b>38 134</b>                             |                        | <b>100,0%</b>         | <b>45%</b> |

Gaz Métro tient à souligner que l'évaluation de la journée de pointe est un processus global, principalement lorsque le principe de pointe coïncidente est priorisé. Une fois la contribution à la pointe par catégorie de clients effectuée, Gaz Métro ne pourrait attribuer les outils d'approvisionnement servant à répondre à chacune des demandes de pointe car ces outils sont contractés de manière globale. En effet, la structure d'approvisionnement est conçue globalement pour répondre à la demande et c'est la diversité de la clientèle qui permet d'optimiser cette structure.

- 2.3 Veuillez évaluer le coefficient d'utilisation de chacune des catégories. Veuillez commenter les résultats et expliquer tout écart significatif avec l'historique des CU présenté à la référence (iii).

**Réponse :**

Les CU des différentes catégories de clients sont présentés aux colonnes 4, 8, 12, et 16 du tableau 2 de la réponse à la question 2.2. Ces CU sont calculés en divisant le volume annuel moyen présenté à la réponse 2.1 par le volume de pointe estimé à la réponse 2.2. Le tableau suivant reprend les CU estimés des clients VGE et PMD pour les quatre années du plan d'approvisionnement.

| Années      | Coefficients d'utilisation |             |
|-------------|----------------------------|-------------|
|             | Clients VGE                | Clients PMD |
| 2014 - 2015 | 76%                        | 30%         |
| 2015 - 2016 | 78%                        | 30%         |
| 2016 - 2017 | 77%                        | 29%         |
| 2017 - 2018 | 82%                        | 28%         |

Ces CU sont comparables à ceux présentés à la référence (iii), malgré le fait qu'ils ne soient pas calculés de la même façon. Aucun écart significatif n'est constaté, exception faite de l'année 2017-2018 où le CU des clients VGE reflète l'importance du volume et du profil du client majeur fabricant de produits fertilisants.

- 2.4 Veuillez indiquer les capacités de transport additionnelles contractées pour satisfaire les besoins additionnels de pointe d'une année à l'autre de même que le coût total associé à ces capacités de transport additionnelles.

**Réponse :**

L'annexe 1 présente les capacités additionnelles pour répondre aux besoins de chaque année du plan d'approvisionnement (réf. : B-0050, Gaz Métro-7, Document 1, annexe 6, ligne 46),



une répartition entre les capacités pour répondre initialement aux besoins d'hiver extrême et, par la suite, à la demande continue en journée de pointe ainsi qu'une estimation des coûts projetés au plan d'approvisionnement.

Les capacités requises pour répondre à la demande additionnelle entre l'hiver extrême et la journée de pointe étant un besoin spécifique à la période d'hiver, les capacités du marché secondaire visant la période du 1<sup>er</sup> décembre au 31 mars sont initialement attribuées à ce besoin.

La répartition présentée à l'annexe 1 suppose que, d'une année à l'autre, le besoin pour répondre à la journée de pointe est à contracter de nouveau. De façon plus spécifique, la capacité de 1 188 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport FTLH contractée auprès de TCPL au 1<sup>er</sup> novembre 2014, qui servait à répondre au besoin additionnel de pointe évalué pour l'année 2014, a été attribuée pour les années 2015 et 2016 au besoin de la demande de base. Ainsi, la totalité du 1 623 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour est à contracter de nouveau.

- 2.5 Pour les clients ayant migrés du service interruptible vers le service continu en 2015, veuillez indiquer le nombre de clients ainsi que les volumes qui étaient sous contrats lors de cette demande de migration. Veuillez fournir la même information pour les clients dont le contrat était terminé.

**Réponse :**

Tel qu'autorisé dans la correspondance du 20 octobre 2014 de la Régie (pièce A-0047), Gaz Métro répondra à cette question au plus tard le 28 octobre 2014, à 12 h.

- 2.6 Veuillez indiquer si le Distributeur a calculé l'impact sur les tarifs de transport et d'équilibrage de l'année 2015 de ces migrations avant de les accepter. Si oui, veuillez fournir le détail des calculs. Si non, veuillez fournir la capacité de transport additionnelle quotidienne requise par ces migrations et le coût associé à ces capacités. Veuillez fournir l'impact tarifaire de ces coûts additionnels distinctement pour les services de transport, d'équilibrage et de distribution.

**Réponse :**

Tel qu'autorisé dans la correspondance du 20 octobre 2014 de la Régie (pièce A-0047), Gaz Métro répondra à cette question au plus tard le 28 octobre 2014, à 12 h.

3. Références : (i) Pièce B-0050, p. 94;  
(ii) Texte des Conditions de service et Tarif, article 13.1.4.1.

**Préambule :**

Référence (i)

« Pour l'année 2014-2015, 160 clients fournissant leur propre service de transport, incluant le client en biogaz, détiendront une capacité journalière moyenne de 632 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en octobre 2014. Ce nombre passe à 52 clients à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2014. La capacité journalière moyenne de novembre 2014 à septembre 2015 passe à 371 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Le volume annuel total de la clientèle qui fournit son service de transport s'élève à 144 106m<sup>3</sup>.

*L'hypothèse que ce nombre de clients sera statique pour toute la durée du plan d'approvisionnement est utilisée. Les modalités prévues aux Conditions de service et Tarif pour les clients désirant contracter leur propre transport (cession ou préavis de sortie) font en sorte que Gaz Métro sera tenue indemne des choix des clients.*

*Il est à noter que 39 clients ont avisé Gaz Métro de leur retour à partir du 1<sup>er</sup> novembre 2013 en respectant les Conditions de service et Tarif en vigueur au moment de leur avis, c'est-à-dire avec un avis d'au moins 60 jours. Les autres clients qui ont migré vers le service de transport du distributeur ont donné un avis à Gaz Métro avant le 1<sup>er</sup> mars 2014 pour un retour à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2014.*

*D'autre part, trois clients ont avisé Gaz Métro qu'ils se retiraient du service de transport du distributeur à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2014. Gaz Métro a accepté cette migration, réduisant d'autant les capacités additionnelles à contracter.*

*Le retour de clients au service de transport de Gaz Métro représente globalement une baisse de 667 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre la Cause 2014 et Cause 2015; l'apport des livraisons des clients ayant leur propre service de transport aux outils d'approvisionnement passe de 1 065 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en 2014 à 397 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en 2015.*

*Tous les clients qui utilisent leur propre service de transport ont opté pour le service d'équilibrage de Gaz Métro. Seul le client en biogaz n'est pas assujéti au service d'équilibrage ; étant sur un réseau dédié, Gaz Métro ne peut lui offrir le service d'équilibrage.» [nous soulignons]*

Référence (ii)

« **13.1.4.1 Préavis d'entrée**

*Le client qui désire se prévaloir du service de transport du distributeur au plus tôt le 1<sup>er</sup> novembre doit en informer ce dernier par écrit avant le 1<sup>er</sup> mars précédent. Nonobstant le préavis demandé, le client ne pourrait se prévaloir du service de transport du distributeur que s'il était possible pour le distributeur de le lui fournir.» [nous soulignons]*

**Demandes :**

- 3.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a calculé l'impact tarifaire pour l'année 2015 du retour de clients au service de transport de Gaz Métro avant de les accepter. Si oui, veuillez fournir le détail des calculs de cet impact tarifaire. Si non, veuillez fournir la capacité de transport additionnelle quotidienne requise par ces migrations et le coût associé à ces capacités. Veuillez fournir l'impact tarifaire de ces coûts additionnels distinctement pour les services de transport, d'équilibrage et de distribution. Veuillez commenter ce résultat.

**Réponse :**

Tel qu'autorisé dans la correspondance du 20 octobre 2014 de la Régie (pièce A-0047), Gaz Métro répondra à cette question au plus tard le 28 octobre 2014, à 12 h.

- 3.2 Veuillez indiquer si le Distributeur s'est assuré qu'il était possible de fournir le transport aux clients qui désiraient retourner au service de transport du Distributeur.

**Réponse :**

Tel qu'autorisé dans la correspondance du 20 octobre 2014 de la Régie (pièce A-0047), Gaz Métro répondra à cette question au plus tard le 28 octobre 2014, à 12 h.

- 3.3 Veuillez indiquer, s'il est opportun que les conditions de service puissent tenir indemne le Distributeur lorsqu'un client revient au service de transport du Distributeur comme c'est le cas pour les clients voulant se retirer du service de transport du Distributeur tel que mentionné à la référence (i) et tel que prévu à la référence 13.1.4.1.

**Réponse :**

Tel qu'autorisé dans la correspondance du 20 octobre 2014 de la Régie (pièce A-0047), Gaz Métro répondra à cette question au plus tard le 28 octobre 2014, à 12 h.

4. Référence : Pièce B-0127, p. 21.

**Préambule :**

*« Le débit horaire maximal inscrit au contrat des clients des tarifs D4 et D5 permet à Gaz Métro de prévoir les débits horaires attendus dans le cadre de la gestion opérationnelle du réseau. Cette information permet entre autres de pouvoir réagir si Gaz Métro constate un débit horaire beaucoup plus élevé que ce qui est indiqué au contrat et qui met en danger la sécurité d’approvisionnement de la clientèle. Toutefois, la gestion des interruptions et les nominations sont effectuées sur une base quotidienne et le débit horaire n’est pas utilisé.» [nous soulignons]*

**Demandes :**

4.1 Dans l’éventualité où un client consommait un débit horaire beaucoup plus élevé que ce qui est indiqué au contrat et qui mettrait en danger la sécurité d’approvisionnement de la clientèle, veuillez indiquer comment Gaz Métro pourrait réagir si elle ne possède pas, en temps réel, la consommation horaire du client.

**Réponse :**

Tel qu’autorisé dans la correspondance du 20 octobre 2014 de la Régie (pièce A-0047), Gaz Métro répondra à cette question au plus tard le 28 octobre 2014, à 12 h.

4.2 Veuillez fournir un historique des 3 dernières années de la fréquence, du nombre de client et du volume des dépassements des débits horaires contractuels lors des mois de janvier et février pour les clients des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>.

**Réponse :**

Tel qu’autorisé dans la correspondance du 20 octobre 2014 de la Régie (pièce A-0047), Gaz Métro répondra à cette question au plus tard le 28 octobre 2014, à 12 h.

5. Référence : Pièce B-0127, p. 29.

**Préambule :**

*« Pour évaluer une probabilité d’occurrence dans le futur, il y aurait lieu de constituer une large base de données, par exemple avec la méthode de Monte-Carlo, en fonction des observations historiques. Cette base de données permettrait alors de cibler une condition climatique spécifique*

*qui aurait un temps de retour de x années et ainsi une probabilité d'occurrence de 1/x dans le futur.*  
»

**Demande :**

- 5.1 En vous basant sur les statistiques d'Environnement Canada d'ASHRAE ou d'une autre source, veuillez fournir pour la région de Montréal, les températures ayant les probabilités de réalisation suivantes :
- Une fois aux 5 ans;
  - Une fois aux 10 ans;
  - Une fois aux 20 ans;
  - Une fois aux 50 ans.

Veuillez préciser la source de vos données.

**Réponse :**

Tel que mentionné dans sa correspondance du 20 octobre 2014 (pièce A-0047), la Régie retire cette question.

6. **Référence :** Pièce B-0127, p. 29.

**Préambule :**

*« Si les approvisionnements étaient fixés au niveau des besoins de l'hiver extrême, Gaz Métro ne pourrait répondre à la demande de pointe ni à toute demande qui aurait des conditions climatiques près de 3 degrés-jours de moins que la journée de pointe, mettant à risque la sécurité d'approvisionnement de la clientèle continue. »*

**Demandes :**

- 6.1 En lien avec le préambule, veuillez indiquer combien de jours, au cours des quarante dernières années, ont présenté des conditions climatiques près de 3 degrés-jours de moins que la journée de pointe.

**Réponse :**

L'écart de 3 DJ mentionné en référence est établi en fonction d'une règle du pouce, à savoir que la consommation de la clientèle varie de 528 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> par degré-jour. Considérant la méthode proposée de journée de pointe, la différence entre les outils pour répondre à la demande continue en journée de pointe (34 404 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>) et les besoins pour l'hiver extrême (32 781 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>) est de 1 623 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>, soit l'équivalent de 3 DJ en fonction de la règle du pouce.

Considérant le fait que la journée de pointe est définie par une combinaison  $DJ_t$  et  $DJ_{t-1}$ , un DJ pondéré pour chaque journée a été développé en fonction du volume de régression associé à chacun des paramètres. Par exemple, pour la journée de pointe du 4 janvier 1981 le DJ pondéré est calculé comme suit :

$$\frac{(348 \text{ } 10^3\text{m}^3/\text{DJ}_t \times 38,13 \text{ DJ}_t) + (107 \text{ } 10^3\text{m}^3/\text{DJ}_{t-1} \times 43,64 \text{ DJ}_{t-1})}{(348 \text{ } 10^3\text{m}^3/\text{DJ}_t + 107 \text{ } 10^3\text{m}^3/\text{DJ}_{t-1})} = 39,43 \text{ DJ pondéré}$$

Selon l'historique depuis octobre 1970 des degrés-jours réchauffés, 17 jours présentent des DJ supérieurs à « la journée de pointe moins 3 DJ ». Le tableau suivant présente ces journées et les volumes à risque selon la règle du pouce énoncée ci-dessus.

**Historique 40 ans des DJ réchauffés pour 2015**

Volume projeté par degré-jour : 528  $10^3\text{m}^3$   
 DJ comparatif : 3 DJ de moins que le DJ pondéré  
 de la journée de pointe 36,43 DJ

| Journée à risque  | $DJ_t$       | $DJ_{t-1}$   | DJ pondéré   | DJ à risque | Volume à risque $10^3\text{m}^3$ |
|-------------------|--------------|--------------|--------------|-------------|----------------------------------|
| 1981-01-03        | 43,64        | 32,40        | 40,98        | 4,55        | 2 403                            |
| <b>1981-01-04</b> | <b>38,13</b> | <b>43,64</b> | <b>39,43</b> | 3,00        | 1 584                            |
| 1993-12-27        | 39,72        | 36,41        | 38,94        | 2,51        | 1 326                            |
| 1994-01-26        | 40,33        | 33,87        | 38,81        | 2,38        | 1 256                            |
| 2004-01-14        | 39,66        | 35,21        | 38,61        | 2,18        | 1 150                            |
| 1976-01-23        | 39,56        | 35,27        | 38,55        | 2,12        | 1 117                            |
| 1994-01-16        | 37,33        | 39,79        | 37,91        | 1,48        | 780                              |
| 1997-01-18        | 37,65        | 37,15        | 37,53        | 1,10        | 582                              |
| 2004-01-15        | 36,78        | 39,66        | 37,46        | 1,03        | 542                              |
| 1992-01-16        | 38,17        | 34,44        | 37,29        | 0,86        | 453                              |
| 1993-12-28        | 36,13        | 39,72        | 36,98        | 0,55        | 291                              |
| 2009-01-15        | 37,00        | 36,52        | 36,89        | 0,46        | 243                              |
| 1987-02-14        | 37,17        | 35,34        | 36,74        | 0,31        | 162                              |
| 2004-01-09        | 36,54        | 37,28        | 36,72        | 0,29        | 150                              |
| 1976-01-18        | 37,38        | 34,26        | 36,64        | 0,21        | 113                              |
| 1994-01-15        | 39,79        | 26,31        | 36,61        | 0,18        | 96                               |
| 1979-02-11        | 36,66        | 35,77        | 36,45        | 0,02        | 10                               |

Selon l'historique des 20 dernières années des degrés-jours réchauffés, 30 jours présentent des DJ supérieurs à « la journée de pointe moins 3 DJ ». Le tableau suivant présente ces journées et les volumes à risque selon la règle du pouce énoncée ci-dessus.

**Historique 20 ans des DJ réchauffés pour 2015**

Volume projeté par degré-jour

528 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>

DJ comparatif : 3 DJ de moins que le DJ pondéré  
de la journée de pointe

34,46 DJ

| Journée à risque  | DJ <sub>t</sub> | DJ <sub>t-1</sub> | DJ pondéré   | DJ à risque | Volume à risque<br>10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> |
|-------------------|-----------------|-------------------|--------------|-------------|---|
| 1993-12-27        | 39,72           | 36,41             | 38,94        | 4,48        | 2 367   |
| 1994-01-26        | 40,33           | 33,87             | 38,81        | 4,35        | 2 297   |
| 2004-01-14        | 39,66           | 35,21             | 38,61        | 4,15        | 2 191   |
| 1994-01-16        | 37,33           | 39,79             | 37,91        | 3,45        | 1 822   |
| 1997-01-18        | 37,65           | 37,15             | 37,53        | 3,08        | 1 624   |
| <b>2004-01-15</b> | <b>36,78</b>    | <b>39,66</b>      | <b>37,46</b> | 3,00        | 1 584   |
| 1993-12-28        | 36,13           | 39,72             | 36,98        | 2,52        | 1 332   |
| 2009-01-15        | 37,00           | 36,52             | 36,89        | 2,43        | 1 284   |
| 2004-01-09        | 36,54           | 37,28             | 36,72        | 2,26        | 1 192   |
| 1994-01-15        | 39,79           | 26,31             | 36,61        | 2,16        | 1 138   |
| 2005-01-21        | 37,07           | 33,76             | 36,29        | 1,83        | 968   |
| 2009-01-16        | 35,94           | 37,00             | 36,19        | 1,73        | 915   |
| 2013-01-23        | 36,59           | 34,61             | 36,12        | 1,67        | 879   |
| 1995-02-06        | 36,91           | 33,36             | 36,08        | 1,62        | 854   |
| 2004-01-08        | 37,28           | 32,11             | 36,06        | 1,60        | 845   |
| 2004-01-25        | 35,67           | 36,39             | 35,84        | 1,38        | 729   |
| 2004-01-24        | 36,39           | 33,71             | 35,76        | 1,30        | 687   |
| 2003-02-15        | 35,76           | 34,38             | 35,43        | 0,97        | 514   |
| 1996-01-05        | 35,65           | 34,38             | 35,35        | 0,89        | 470   |
| 2011-01-23        | 36,81           | 30,55             | 35,33        | 0,88        | 463   |
| 1994-01-19        | 36,44           | 31,51             | 35,27        | 0,82        | 430   |
| 1996-01-06        | 34,87           | 35,65             | 35,05        | 0,60        | 314   |
| 2003-02-13        | 35,93           | 31,78             | 34,95        | 0,50        | 262   |
| 1999-01-13        | 37,26           | 27,43             | 34,94        | 0,48        | 255   |
| 2004-01-26        | 34,70           | 35,67             | 34,93        | 0,47        | 248   |
| 2003-02-14        | 34,38           | 35,93             | 34,75        | 0,29        | 153   |
| 2004-12-20        | 36,77           | 28,10             | 34,73        | 0,27        | 142   |
| 2004-01-10        | 34,15           | 36,54             | 34,71        | 0,26        | 135   |
| 2003-02-16        | 34,19           | 35,76             | 34,56        | 0,10        | 52  |
| 1999-01-01        | 35,09           | 32,54             | 34,49        | 0,03        | 15  |

Il est à noter que les journées où le DJ pondéré est supérieur à celui de la journée de pointe (ombragé dans les tableaux) signifient que le troisième paramètre « DJ<sub>t</sub>xV » a eu un effet plus important sur la journée de pointe que sur les autres journées.

- 6.2 Veuillez indiquer le volume qui serait à risque pour chacune des journées identifiées à la sous-question précédente.

**Réponse :**

Veillez vous référer à la réponse à la question 6.1.

**7. Référence :** Pièce B-0127, p. 29 à 31.

**Préambule :**

« Une baisse des approvisionnements de 1 613 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour dans le second scénario entraîne une augmentation du niveau des interruptions et une hausse des achats à Dawn, à l'exception de l'année 2018 où les capacités de transport SH-P ont été réduites. » [nous soulignons]

**Demandes :**

7.1 Veuillez fournir les volumes d'interruption prévus au dossier tarifaire et réalisés pour les dix dernières années.

**Réponse :**

Le tableau suivant présente l'historique des volumes d'interruption projetés lors des causes tarifaires et les interruptions brutes évaluées au réel pour les 10 dernières années. Le volume quotidien de la clientèle interruptible, projeté aux causes tarifaires, a été ajouté.

| Année     | Volume interruptible projeté<br>10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour | Interruptions brutes                        |   |
|-----------|--|---|---|
|           |  | Projetées<br>10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> | Réelles<br>10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> |
| 2004-2005 | 2 837  | 55 972                                      | 40 360                                    |
| 2005-2006 | 2 857  | 74 560                                      | 871                                       |
| 2006-2007 | 2 395  | 51 120                                      | 43 349                                    |
| 2007-2008 | 2 436  | 58 058                                      | 36 646                                    |
| 2008-2009 | 2 450  | 52 159                                      | 26 119                                    |
| 2009-2010 | 2 176  | 61 483                                      | 38 273                                    |
| 2010-2011 | 2 542  | 41 303                                      | 35 981                                    |
| 2011-2012 | 4 025  | 190 325                                     | 38 179                                    |
| 2012-2013 | 2 528  | 67 309                                      | 84 754                                    |
| 2013-2014 | 2 502  | 42 563                                      | 119 653                                   |



7.2 Veuillez comparer la prévision d'interruption de la page 30 avec l'historique de la sous-question précédente, tant pour les scénarios journée de pointe que pour ceux de l'hiver extrême.

**Réponse :**

Le tableau suivant détaille les interruptions projetées, sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2015-2018, considérant que les outils répondent à la demande continue en journée de pointe ou aux besoins de l'hiver extrême. Le volume quotidien projeté de la clientèle interruptible a été ajouté.

| Année     | Volume interruptible projeté<br><br>10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour | Interruptions projetées selon approvisionnement                 |  |
|-----------|--|---|--|
|           |  | Pour la journée de pointe<br><br>10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> | Pour l'hiver extrême<br><br>10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> |
| 2014-2015 | 1 562  | 6 479   | 25 489   |
| 2015-2016 | 1 674  | 7 744   | 26 918   |
| 2016-2017 | 1 517  | 2 192   | 20 268   |
| 2017-2018 | 1 517  | 2 191   | 17 955   |

Un premier impact comparativement aux années antérieures est la réduction importante de 40 % du volume interruptible quotidien découlant de la migration des volumes interruptibles vers le service continu.

Le niveau des interruptions selon les approvisionnements pour répondre à la journée de pointe est très bas car détenir les outils pour la demande continue en journée de pointe entraîne des excédents de capacités de transport sur l'hiver. Ces excédents sont utilisés pour répondre à la demande de la clientèle interruptible et, en conséquence, moins d'interruptions sont appliquées.

Selon les plans d'approvisionnements pour répondre aux besoins de l'hiver extrême, les outils étant inférieurs à ceux considérés dans les plans pour répondre à la journée de pointe, il y a alors moins d'excédents de capacité, entraînant ainsi plus d'interruptions. Toutefois, le niveau des interruptions semble tout de même inférieur aux niveaux projetés avant 2013-2014, toute proportion gardée. Ce constat découle également de l'augmentation de la demande continue à desservir qui, pour un hiver extrême, nécessitera des outils additionnels comparativement à l'historique.

Il est difficile d'établir des comparaisons avec les années antérieures car les demandes continue et interruptible projetées à desservir jouent un rôle important dans la détermination

des outils qui se reflètent par la suite dans le niveau des interruptions. De plus, les méthodes d'évaluation de la journée de pointe et de l'hiver extrême ont été modifiées au cours de ces dix années. De plus, Gaz Métro détenait avant 2007 une provision additionnelle de 1 500 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Cette provision a été réduite au cours des années pour être pratiquement nulle en 2011-2012 et 2012-2013. Ceci influence le niveau des interruptions prévues à chaque année.

- 7.3 Tenant compte du faible niveau d'interruption prévue au plan d'approvisionnement (page 30) veuillez commenter sur le bénéfice pour les clients en service continu de la présence des clients interruptibles.

**Réponse :**

La présence de la clientèle interruptible permet d'utiliser les outils excédentaires non utilisés par la clientèle continue.

Le fait que le volume interrompu soit très bas démontre justement que les clients interruptibles utilisent les excédents d'approvisionnement. Autrement dit, les excédents sont presque totalement replacés auprès de la clientèle interruptible.

D'autre part, cette clientèle demeure interrompue en journée de pointe. Gaz Métro n'a donc pas à contracter des capacités pour répondre à cette demande spécifique contrairement à une situation où le service interruptible ne serait plus présent.

Il y a donc toujours un bénéfice pour l'ensemble des clients à avoir une clientèle interruptible tant que la compensation offerte à la clientèle interruptible est inférieure aux coûts de les desservir en service continu, comme c'est le cas actuellement. Le bénéfice serait plus marqué si la clientèle interruptible était plus importante.

Gaz Métro a mentionné dans sa preuve qu'il y avait lieu de revoir globalement l'offre interruptible, l'objectif étant de reconnaître à un niveau équitable les avantages de détenir une clientèle interruptible.

- 8. Référence :** Pièce B-0127, p. 63.

**Préambule :**

*« Ainsi, afin d'atteindre le volume d'interruptions recherché au volet C, il est possible que Gaz Métro doive offrir une compensation beaucoup plus élevée que celle prévue dans le dossier initial. Comme le processus devrait se faire avant le dépôt de la cause tarifaire, Gaz Métro devrait*

*posséder la latitude d'établir la compensation en fonction de la demande et des conditions de marché. Par exemple, contrairement à l'achat d'outils d'approvisionnement à long terme, les outils disponibles dans le cas où Gaz Métro n'arriverait pas à trouver preneur pour le volet C pourraient s'avérer beaucoup plus dispendieux pour la clientèle. À court terme, une compensation offerte au volet C serait économiquement viable tant qu'elle se situerait sous le coût de l'outil à court terme. Cependant, cette compensation pourrait être plus onéreuse que l'achat à long terme auprès du transporteur.»*

**Demande :**

- 8.1 Veuillez commenter l'opportunité de procéder par appels d'offres auprès des clients pour déterminer le prix d'un éventuel volet C.

**Réponse :**

Tel qu'autorisé dans la correspondance du 20 octobre 2014 de la Régie (pièce A-0047), Gaz Métro répondra à cette question au plus tard le 28 octobre 2014, à 12 h.

9. **Référence :** Pièce B-0124, p. 1.

**Préambule :**

Demande de renseignement 4 de la FCEI

**Demandes :**

- 9.1 Veuillez répondre à la demande de renseignement 1.2 de la DDR 4 de la FCEI. + (assignation vs acquisition)

**Réponse :**

Tel qu'autorisé dans la correspondance du 20 octobre 2014 de la Régie (pièce A-0047), Gaz Métro répondra à cette question au plus tard le 28 octobre 2014, à 12 h.

- 9.2 Veuillez indiquer si l'application des Conditions de service pourrait, dans le contexte actuel, permettre à certains clients de Gaz Métro de migrer vers le service T et se voir assigner du transport au prix de TCPL et donc à un prix inférieur au service de transport offert par Gaz Métro. Dans l'affirmative, veuillez indiquer s'il serait opportun de modifier les conditions de service pour éviter une telle situation.

**Réponse :**

Tel qu'autorisé dans la correspondance du 20 octobre 2014 de la Régie (pièce A-0047), Gaz Métro répondra à cette question au plus tard le 28 octobre 2014, à 12 h.

- 10. Références :** (i) Pièce B-0124, p. 3;  
(ii) Pièce B-0127, p. 96 et 97.

**Préambule :**

Référence (i)

Tableau présentant les coûts de transport sur le marché secondaire

| Contrats     | Volume<br>(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> ) | Coûts<br>(000 \$) |
|--------------|---|-------------------|
| Existants    | 370 375                                     | 14 161            |
| Additionnels | 472 018                                     | 98 239            |
| Total        | 842 393                                     | 112 400           |

Référence (ii) :

« Le tableau suivant résume les coûts projetés pour l'année 2015, reliés aux services de transport et d'équilibrage :

| Service     | Approvisionnement<br>pour journée de pointe<br>(000 \$) | Approvisionnement<br>pour hiver extrême<br>(000 \$) | Variation<br>(000 \$) |
|-------------|---|---|-----------------------|
| Transport   | 390 657   | 348 706   | 41 950                |
| Équilibrage | 101 148   | 99 244  | 1 904                 |
| Total       | 491 804   | 447 950   | 43 854                |

*Les méthodes de fonctionnalisation sont applicables à chacune des structures, indépendamment des raisons qui expliquent l'une ou l'autre des structures. Les règles en place font en sorte que le coût de chaque approvisionnement est fonctionnalisé au service pour lequel il est utilisé, considérant l'ordonnancement des outils. Il s'agit ici de principes définis de façon à maintenir l'équité entre les différentes catégories de clients.*

*Les capacités de transport additionnelles pour que les approvisionnements totaux permettent de répondre à la demande en journée de pointe se retrouvent à la base de l'ordonnancement et font en sorte que les autres outils sont déplacés vers le haut et éventuellement au service d'équilibrage lorsque la somme des approvisionnements excède la moyenne annuelle de la demande totale après interruption. Si l'approvisionnement additionnel contracté est plus coûteux que l'approvisionnement déplacé vers l'équilibrage, l'augmentation des coûts se retrouvera principalement au service de transport, comme c'est le cas dans la présente évaluation.»*

**Demandes :**

- 10.1 Veuillez fournir le détail des modalités des contrats de transport existants sur le marché secondaire et celles anticipées pour les contrats à venir. Veuillez notamment élaborer sur les débits quotidiens, annuels, les échéances, la provenance, les taux unitaires, la période d'utilisation, etc.

**Réponse :**

Le tableau de l'annexe 2 présente le détail des capacités de transport provenant du marché secondaire et prévu à la cause tarifaire.

Pour compléter les capacités additionnelles requises, la capacité projetée être contractée sur le marché primaire a été intégrée.

Au plan d'approvisionnement, ces capacités seront pleinement utilisées.

- 10.2 Veuillez justifier l'augmentation importante des coûts unitaires du transport additionnel.

**Réponse :**

Le transport additionnel provenant du marché secondaire, les prix offerts dans ce marché découlent de l'offre et de la demande. L'offre est limitée et la demande est importante tant au Québec, qu'en Ontario et dans le Nord-Est Américain. L'offre demeure limitée tant que de nouvelles installations ne seront pas mises en service et la demande est en forte croissance.

Les parties qui ont des capacités de transport à offrir sur le marché secondaire détiennent des contrats de transport auprès de TransCanada. Depuis la décision de l'Office national de l'énergie qui accordait une totale discrétion à TransCanada pour fixer les prix plancher des services discrétionnaires, les prix exigés par TransCanada pour les services de courte durée (STFT) ont eu pour effet de forcer l'ensemble des participants dans le marché à contracter des capacités sur une base annuelle.

Lorsqu'elles établissent un prix, les contreparties prennent en considération le coût de leur propre contrat de transport. Les contreparties doivent cependant anticiper le niveau de tarif

qui sera exigible par TransCanada lorsqu'elles fixent un prix pour le futur. Le tarif de TransCanada pour du transport longue distance entre Empress et le territoire de Gaz Métro sera de 2,0444 \$/GJ (7,746 ¢/m<sup>3</sup>) à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2015 si l'entente entre TransCanada et les distributeurs de l'Est est acceptée. Au tarif s'ajoutera la prime pour couvrir les coûts d'abandon en conformité avec la décision MH-001-2013 de l'Office national de l'énergie. TransCanada a récemment rendu public l'impact unitaire de cette prime qui s'établit à 0,1630 \$/GJ (0,618 ¢/m<sup>3</sup>), pour le tronçon Empress vers GMIT-EDA. Avant que la donnée ne soit rendue publique, une partie devait faire sa propre évaluation de la prime.

On peut donc s'attendre à ce que le prix du transport ferme entre Empress et la franchise de Gaz Métro s'élève à 2,2074 \$/GJ à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2015. Ceci représente une hausse de 0,478 \$/GJ (1,811 ¢/m<sup>3</sup>) par rapport au tarif présentement en vigueur, soit une augmentation de 27,6 %.

Une contrepartie qui revend des capacités sur le marché secondaire n'a cependant aucune garantie qu'elle pourra revendre sa capacité à profit. Les conditions actuelles du marché où une forte demande pour les capacités disponibles est observée laissent croire que les contreparties qui détiennent du transport pourront exiger une prime au-delà de la récupération de leurs coûts anticipés.

- 10.3 Veuillez indiquer quelle proportion de ces outils de transport sur le marché secondaire, en pourcentage et en volume, est requise pour répondre à la demande additionnelle entre l'hiver extrême et la journée de pointe, conformément à ce qui est indiqué au tableau de la référence (ii).

**Réponse :**

Les capacités requises pour répondre à demande additionnelle entre l'hiver extrême et la journée de pointe est de 1 623 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Étant donné que ce besoin est spécifique à la période d'hiver, ce sont les capacités du marché secondaire visant la période du 1<sup>er</sup> décembre au 31 mars qui seraient ajustées de la quantité équivalente. Cette capacité additionnelle correspond donc à un volume de 196 397 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>, soit 23 % des capacités totales provenant du marché secondaire.

- 10.4 Veuillez fournir le détail de la fonctionnalisation de ces outils (coûts et volumes) entre le transport et l'équilibrage.

**Réponse :**

Tel qu'autorisé dans la correspondance du 20 octobre 2014 de la Régie (pièce A-0047), Gaz Métro répondra à cette question au plus tard le 28 octobre 2014, à 12 h.

10.5 Veuillez fournir les tableaux de la pièce B-0108 calculés à partir d'une structure de plan d'approvisionnement établi pour approvisionner l'hiver extrême, tel que présenté à la colonne (2) des pages 30 et 31 de la pièce B-0127.

**Réponse :**

Tel qu'autorisé dans la correspondance du 20 octobre 2014 de la Régie (pièce A-0047), Gaz Métro répondra à cette question au plus tard le 28 octobre 2014, à 12 h.

**11. Référence :** Pièce C-FCEI-0032, p. 12.

**Préambule :**

*« De plus, considérant que Gaz Métro n'est pas en mesure de déterminer comment elle approvisionnera les clients pour l'année 2015-2016, il serait utile de connaître la prévision du besoin de capacité de l'année 2016 selon la méthode proposée sur la base de l'année de référence 2013-2014 puisque c'est celle qui servira de base à la prévision du besoin dans le prochain dossier. Il serait également utile de connaître ce résultat pour l'option 3. »*

**Demande :**

11.1 Veuillez présenter la prévision des besoins d'approvisionnement en journée de pointe et en hiver extrême pour l'année 2016 en utilisant les données réelles de consommation 2013-2014. Veuillez présenter les résultats pour chacune des trois options en considérant la journée de pointe proposée et la journée de pointe actuelle.

**Réponse :**

Tel qu'autorisé dans la correspondance du 20 octobre 2014 de la Régie (pièce A-0047), Gaz Métro répondra à cette question au plus tard le 28 octobre 2014, à 12 h.

**12. Référence :** Pièce B-0127, p. 31 et 51.

**Préambule :**

En page 31 :

Comparaison de structures - approvisionnement pour journée de pointe (méthode proposée) versus besoins d'hiver extrême.

En page 51 :

Tableau présentant les coûts des trois scénarios et la variation de ces coûts comparativement au plan de base ou plan 2017 avec outils pour hiver extrême.

**Demande :**

12.1 Veuillez expliquer les écarts entre les coûts d'approvisionnement pour l'année 2017 présentés au tableau de la page 31 et ceux de la page 51.

**Réponse :**

Tel qu'autorisé dans la correspondance du 20 octobre 2014 de la Régie (pièce A-0047), Gaz Métro répondra à cette question au plus tard le 28 octobre 2014, à 12 h.

**13. Référence :** Pièce B-0127, p. 79 et 80.

**Préambule :**

Gaz Métro indique que la variation de la demande continue en journée de pointe entre les années 2013-2014 et 2014-2015 est de  $2\,029\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ . Considérant que la variation de la demande moyenne annuelle prévue entre 2013-2014 et 2014-2015 est de  $989\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  (page 79), la Régie calcule que le CU correspondant est de 49 % ( $989 / 2029$ ).

Gaz Métro indique également que, selon une estimation sommaire, la variation de la demande continue en journée de pointe entre les années 2013-2014 et 2014-2015 est de  $1\,768\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ , pour un CU correspondant de 56 % ( $989/1768$ ).

Gaz Métro explique que l'hiver 2012-2013 a été une année normale, en termes de DJ, mais la journée de pointe n'y a pas été observée. L'utilisation des CU observés de cette année spécifique pour estimer une demande de pointe reflète donc les conditions climatiques, ainsi que les conditions économiques qui ont prévalu durant cette année.



**Demande :**

- 13.1 Veuillez élaborer sur les raisons qui expliquent que l'augmentation de la demande continue en journée de pointe (2 029 103m<sup>3</sup>/jour) soit 15 % plus élevée que l'estimation sommaire basée sur les CU réels observés (1 768 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour). Veuillez montrer, à l'aide de données historiques que cette augmentation est plausible.

**Réponse :**

La question 29.2 de la demande de renseignement no. 4 citée en référence demandait à Gaz Métro de réconcilier l'augmentation de la demande de pointe avec l'augmentation de la demande annuelle entre 2013-2014 et 2014-2015.

A cet effet, Gaz Métro a mentionné qu'une telle conciliation ne pouvait se faire que sur la base d'une règle du pouce. Ainsi, les analyses présentées comparent :

1. La variation des demandes continues en journée de pointe établies selon la même méthodologie avec les paramètres propres à chaque année, soit :
  - a. Pointe de 2013-2014 : la formule de régression des volumes des clients continus excluant les clients en combinaison tarifaire de l'année 2011-2012 et l'apport de ces derniers à la pointe, égal à la somme de leur volume souscrit majoré de 2 %, appliquée sur le budget de l'année 2014 ; et les paramètres de la journée de pointe identifiée pour l'année 2013-2014, réchauffés pour l'année 2014.
  - b. Pointe de 2014-2015 : la formule de régression des volumes des clients continus excluant les clients en combinaison tarifaire de l'année 2013-2014 et l'apport de ces derniers à la pointe, égal à la somme de leur volume souscrit majoré de 2 %, appliquée sur le budget de l'année 2015 ; et les paramètres de la journée de pointe identifiée pour l'année 2014-2015, réchauffés pour l'année 2015.

et

2. La variation des demandes de pointe estimée sommairement en appliquant le coefficient d'utilisation (CU) de l'année 2012-2013 à la demande annuelle projetée.

Gaz Métro a démontré dans sa réponse que les variations entre les résultats 2014 et 2015 étaient du même ordre de grandeur (6 %) en fonction de ces deux bases d'évaluation.

Toutefois, la méthode de règle du pouce utilisée pour estimer une demande de pointe en appliquant un CU réel observé à une année spécifique n'est pas comparable et ne peut se substituer à une évaluation méthodique de la demande continue en journée de pointe. L'évaluation méthodique, découlant d'une régression qui vise à capter les effets climatiques, est plus élaborée que la seule utilisation du CU. La règle du pouce utilisant le CU consiste à appliquer l'inverse du ratio « moyenne annuelle sur la consommation maximale d'une période donnée » à la demande projetée de l'année analysée.

Or, cette consommation maximale observée pour une année donnée ne correspond pas à la consommation en journée de pointe si celle-ci n'a pas été observée durant cette année.

Ainsi, la journée de pointe estimée par la méthode du CU ne reflète nullement la demande continue en journée de pointe. Elle représente tout au plus la consommation maximale qui pourrait être observée dans l'année analysée si les mêmes conditions (climatiques ou économiques) se reproduisaient.

Gaz Métro juge qu'une analyse des années historiques ne permettrait pas d'expliquer la variation constatée de 15 % considérant les différences primordiales entre les bases d'évaluation qui les rendent non comparables.

**14. Référence :** Pièce B-0127, p. 30 et 31.

**Préambule :**

Comparaison de structures - approvisionnement 2015-2018 pour journée de pointe (méthode proposée) versus besoins d'hiver extrême et estimation des coûts.

**Demandes :**

- 14.1 Veuillez présenter selon le format des tableaux des pages 30 et 31 la structure et les coûts d'approvisionnement 2015-2018 selon la méthode proposée et selon un plan d'approvisionnement intégrant les éléments suivants :
- utilisation de l'option 3 en considérant une pointe coïncidente pour les clients au tarif 4.10;
  - utilisation de la journée de pointe actuelle (journée générant les besoins d'approvisionnement les plus élevés des 20 dernières années);
  - utilisation des volumes souscrits pour les clients en combinaison tarifaire sans majoration de 2 %;
  - apport du site de St-Flavien fixé à  $1\,520\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  pour combler les besoins en journée de pointe.

**Réponse :**

Tel qu'autorisé dans la correspondance du 20 octobre 2014 de la Régie (pièce A-0047), Gaz Métro répondra à cette question avant la présentation du panel qui traitera de ce sujet en audience.

- 14.2 Veuillez présenter la structure et les coûts d'un plan d'approvisionnement 2015-2018 en fonction des besoins pour satisfaire l'hiver extrême évalués en intégrant les éléments cités dans la sous-question précédente.

**Réponse :**

Tel qu'autorisé dans la correspondance du 20 octobre 2014 de la Régie (pièce A-0047), Gaz Métro répondra à cette question avant la présentation du panel qui traitera de ce sujet en audience.

- 14.3 Veuillez préciser les capacités de transport additionnelles à soumissionner à l'automne 2014 pour chacun des scénarios des deux sous questions précédentes.

**Réponse :**

Tel qu'autorisé dans la correspondance du 20 octobre 2014 de la Régie (pièce A-0047), Gaz Métro répondra à cette question avant la présentation du panel qui traitera de ce sujet en audience.

- 14.4 Veuillez présenter les coûts et les tarifs de transport et d'équilibrage découlant de chacun des scénarios des sous questions 14.1 et 14.2.

**Réponse :**

Tel que mentionné dans sa correspondance du 20 octobre 2014 (pièce A-0047), la Régie retire cette question.

**PGEE – Fenêtre Energy Star**

- 15. Références :**
- (i) Dossier R-3884, Phase 3, Pièce B-0107, pages 20 et 37 ;
  - (ii) [Pièce B-0053, page 41](#) ;
  - (iii) Dossier R-3884, Phase 3, [Pièce B-0110, pages 2 et 3](#) ;
  - (iv) [Dossier R-3905, Pièce B-0038, page 31, Tableau B-1](#) ;
  - (v) [Pièce B-0053, page 40](#) ;
  - (vi) [Pièce B-0054, page 4](#).

**Préambule :**

- (i) « *En 2013, l'aide financière moyenne s'est établie à 352 \$ par participant, pour une moyenne de 70,4 pi<sup>2</sup> de superficie de fenêtres remplacées. Or, le crédit d'impôt ÉcoRénov est entré*

en vigueur en octobre 2013, ce qui a eu pour impact d'attirer plus du quart des participants de l'année 2013 au cours des deux derniers mois de cette même année. Pour capter cette tendance, soit l'accroissement du nombre de participants, l'aide financière du cas type a été haussée à 375 \$. Gazifère émet l'hypothèse que les crédits d'impôts offerts jusqu'au 31 décembre 2015, auront un effet à la fois sur le nombre de participants et sur l'ampleur des demandes de participation reçues. » [nous soulignons]

A la section 7.2.2 de présentation du programme **Fenêtres Energy Star**, Gazifère écrit : « En 2015, le nombre prévu de participants est de 160. »

(ii) « Les prévisions pour 2015 ont été revues à la baisse pour refléter la tendance historique constatée lors des dernières années. En effet, le nombre de participants brut était 214 en 2009-2010, 129 en 2010-2011, 110 en 2011-2012 et 41 en 2012-2013. Gaz Métro intensifiera ses efforts de commercialisation en 2014-2015 afin d'augmenter la participation au programme pour les années 2015-2016 et 2016-2017. La rentabilité (TCTR) de ce programme s'est améliorée par rapport à 2013-2014, grâce en partie à l'amélioration des coûts évités, mais la baisse en participation fait en sorte que la rentabilité du programme reste négative. Toutes choses étant égales par ailleurs, une augmentation de la participation à 107 participants permettrait au programme de présenter une rentabilité positive. Gaz Métro prévoit des budgets de commercialisation au cours des trois prochaines années afin d'améliorer la participation au programme, ainsi que la rentabilité. Déjà en 2014, une promotion spécifique a été intégrée aux outils de communication dédiés à la clientèle résidentielle. » [nous soulignons]

(iii) Dans le rapport final de calcul des économies réelles et de révision du TCTR, le consultant de Gazifère, Econoler, explique comment il obtient une valeur de 7,42 kWh/pi<sup>2</sup> pour le gain unitaire par unité de surface de fenêtres à partir de données du programme d'Hydro-Québec et conclut ainsi : « Il est à noter que Gaz Métro utilise, pour sa part, un gain unitaire de 2,40 m<sup>3</sup>/pi<sup>2</sup> dans son cas type, mais qu'elle n'a jamais fait évaluer son programme de fenêtres ENERGY STAR. Une première évaluation complète est prévue pour l'année 2015-2016, tout comme pour Gazifère. Il sera donc possible, à ce moment, de valider le gain unitaire. Dans l'attente d'une évaluation formelle, Econoler préfère être prudente dans son calcul des économies pour Gazifère et conserver le gain unitaire obtenu à partir du programme évalué d'Hydro-Québec, soit 1,01 m<sup>3</sup>/pi<sup>2</sup>. » » [nous soulignons]

(iv) La Régie constate que dans les hypothèses de calcul de son PGEÉ 2015, Hydro-Québec Distribution utilise une valeur de 6 kWh/an par pi ca pour la fenestration éconergétique, donc encore plus basse que 7,42 kWh/pi<sup>2</sup> ou 1,01 m<sup>3</sup>/pi<sup>2</sup> selon la conversion du consultant qui tient compte du rendement de la chaudière de chauffage.

Tableau B-1 :  
Hypothèses de calcul 2015

| Programmes et activités du Distributeur                                | Nombre *<br>(unités/projets) | Gain unitaire<br>moyen net **<br>(kWh/an) | Impact énergétique<br>(GWh ajoutés nets) | Effet<br>d'entraînement<br>Participants | Bénévolat | Opportunisme |
|--|------------------------------|---|--|---|-----------|--------------|
| <b>Marché Résidentiel</b>  |                              |   |  |   |           |              |
| Sensibilisation Mieux consommer (excluant l'influence du tronç commun) | 119 181                      | 150                                       | 18                                       | n/a                                     | n/a       | n/a          |
| Programmes spécifiques Mieux consommer                                 |                              |   |  |   |           |              |
| Produits Mieux consommer   |                              |   |  |   |           |              |
| Piscines efficaces   | 14 637                       | 1 571                                     | 23                                       | n/a                                     | n/a       | n/a          |
| Éclairage  | 2 698 035                    | 28  | 69                                       | 0,3%                                    | 363%      | 14%          |
| Fenêtres et portes-fenêtres (pi.ca)                                    | 4 238 106                    | 2   | 9  | n/a                                     | n/a       | n/a          |
| Fenestration écoénergétique multilogements (pi.ca)                     | 535 322                      | 6   | 3  | 1%                                      | 5%        | 2%           |
| Produits économiseurs d'eau et d'énergie (trousses)                    | 36 983                       | 338                                       | 13                                       | n/a                                     | n/a       | n/a          |
| Récupération de frigos et congélos énergivores                         | 3 870                        | 821                                       | 3  | 0%                                      | 0%        | 23%          |
| Offre intégrée en nouvelle construction                                | 1 461                        | 1 428                                     | 2  | 0%                                      | 0%        | 4%           |
| Soutien aux projets DUD  | 1                            | 1 500 000                                 | 2  | 0%                                      | 0%        | 0%           |
| Offre Ménages à faible revenu  |                              |   |  |   |           |              |
| Rénovation énergétique - MFR   |                              |   |  |   |           |              |
| Volet social   | 8 254                        | 1 000                                     | 2  | 7%                                      | 4%        | 28%          |
| Volet COOP   | 330                          | 1 000                                     | 0  | 7%                                      | 4%        | 28%          |
| Volet privé - municipalités  | 800                          | 1 000                                     | 1  | 7%                                      | 4%        | 28%          |
| Remplacement de frigos - MFR   | 10 000                       | 532                                       | 5  | 0%                                      | 0%        | 0%           |

(v) Au tableau récapitulatif du programme Fenêtre Energy Star PE124, dans la colonne 2014-2015, on apprend que le programme génère des économies unitaires de 260 m<sup>3</sup> pour une constante de zone climatique de 2,4 à 2,5 m<sup>3</sup>/pi<sup>2</sup>. La Régie en déduit donc que le projet typique voit l'installation de toujours plus de 100 pi<sup>2</sup> de fenêtre par participant.

Plus bas, dans la même colonne, il est prévu 10 309 m<sup>3</sup> d'économies nettes totales d'énergie pour 40 / 65 participants (net/brut) à qui une aide financière unitaire de 497 \$ est versée. On apprend que cette aide est de 6 \$/pi<sup>2</sup> dans la zone climatique où les économies sont de 2,40 m<sup>3</sup>/pi<sup>2</sup> et de 10 \$/pi<sup>2</sup> dans celle où les économies sont de 2,57 m<sup>3</sup>/pi<sup>2</sup>.

(vi) Au Tableau E, on constate que le programme **Fenêtre Energy Star** est un des programmes présentant un TCTR fortement négatif (-12 k\$) considérant la prévision de seulement 40 participants de Gaz Métro.

#### Demandes :

15.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles Gaz Métro observe en référence (ii) une tendance forte à la baisse de son programme **Fenêtre Energy Star**, avec 40 participants seulement de prévus pour 2014-2015.

#### Réponse :

Gaz Métro n'est actuellement pas en mesure de fournir les raisons pour lesquelles une baisse de participation a été observée au cours des dernières années. Cependant, 84 avis d'intention

ayant une forte probabilité de réalisation ont été enregistrés jusqu'à présent, ce qui pourrait se traduire par une participation accrue en 2014-2015.

L'évaluation du programme est prévue en 2015-2016 et pourra alors apporter une explication plus détaillée sur les raisons pour lesquelles la participation à ce programme est en baisse et proposer des pistes d'amélioration permettant d'augmenter la participation.

- 15.2 Veuillez élaborer sur la part qu'occupent les produits certifiés Energy Star dans le marché des fenêtres du secteur résidentiel puis justifier le maintien des subventions pour ces produits considérant les tendances de ce marché.

**Réponse :**

Gaz Métro ne détient pas actuellement l'information demandée par la Régie. L'évaluation du programme *PE124 Fenêtre Energy Star* est prévue pour 2015-2016 et prévoira une évaluation du marché associée aux fenêtres pour le marché résidentiel. Les constats sur la part qu'occupent les produits certifiés Energy Star dans le marché des fenêtres du secteur résidentiel, ainsi que l'ensemble des résultats de l'évaluation permettront de statuer sur la pertinence de maintenir des subventions pour ces produits. Le processus d'évaluation permettra également d'identifier des modifications et améliorations à apporter au programme, à ses paramètres et à ses modalités.

- 15.3 Veuillez justifier le gain par unité de surface de vitrage  $2,40 \text{ m}^3/\text{pi}^2$  qui a été retenu par Gaz Métro et expliquer pourquoi cette valeur est si élevée par rapport à celle de  $1,01 \text{ m}^3/\text{pi}^2$  ou  $7,42 \text{ kWh}/\text{pi}^2$  présentée en référence (iii), confirmée par la référence (iv).

**Réponse :**

Tel qu'autorisé dans la correspondance du 20 octobre 2014 de la Régie (pièce A-0047), Gaz Métro répondra à cette question au plus tard le 28 octobre 2014, à 12 h.

- 15.4 La Régie déduit de la valeur de l'aide financière unitaire versée de 497 \$ en référence (v) et du montant de 6 à 10  $\$/\text{pi}^2$  de l'aide versée, que le participant typique fait installer entre 50 et 83  $\text{pi}^2$  de fenêtre. Veuillez expliquer comment les économies unitaires ont été calculées, considérant qu'elles correspondent au remplacement d'une surface d'au moins 100  $\text{pi}^2$  de fenêtres.

**Réponse :**

Les économies moyennes correspondent au nombre de pieds carrés de fenêtre que les clients ont réellement remplacés. Cette moyenne a été établie à 108 pieds carrés de fenêtre à partir des données historiques du programme. L'aide financière moyenne est établie en utilisant

la superficie des fenêtres installées et le plafond d'aide financière applicable selon la zone climatique, soit 600 \$ pour la zone B et 1 000 \$ pour la zone C. C'est en raison de ce plafond que l'aide financière moyenne ne peut être utilisée pour estimer la superficie moyenne de fenêtres installées.

- 15.5 Veuillez expliquer les objectifs visés ou le raisonnement par lequel le distributeur en est arrivé à la conclusion qu'une aide financière 67 % plus élevée (10 \$ au lieu de 6 \$/pi<sup>2</sup>) devait être versée dans la zone climatique plus froide générant 7 % plus d'économies en chauffage (2,57 au lieu de 2,40 m<sup>3</sup>/pi<sup>2</sup>).

**Réponse :**

L'objectif de Gaz Métro est de couvrir un pourcentage équivalent du surcoût des fenêtres homologuées Energy Star pour les zones B et C. Selon les informations obtenues de Ressources naturelles Canada sur les fenêtres Energy Star homologuées après le 1<sup>er</sup> juin 2010, le surcoût moyen des fenêtres homologuées pour la zone C est deux fois plus élevé que pour la zone B. En fait, le coût incrémental des fenêtres des deux zones n'augmente pas de façon linéaire en fonction de leur performance énergétique. Gaz Métro a également pris en considération le très faible pourcentage de participants de la zone C.

- 15.6 Veuillez présenter le TCTR du programme Fenêtre Energy Star qui serait établi pour des gains unitaires de 1,01 m<sup>3</sup>/pi.

**Réponse :**

Tel qu'autorisé dans la correspondance du 20 octobre 2014 de la Régie (pièce A-0047), Gaz Métro répondra à cette question au plus tard le 28 octobre 2014, à 12 h.

**PGEÉ - Programmes PE111 et PE210 Chaudières à condensation**

16. **Références :** (i) [Pièce B-0127, page 116](#) ;  
(ii) [Rapport final d'évaluation du programme PE111, octobre 2013, page iii.](#)

**Préambule :**

- (i) « *L'évaluation du PE111 démontre que les applications et les configurations de systèmes de chauffage dans lesquelles les chaudières peuvent être installées ont un impact sur la température de retour de l'eau et sur l'efficacité. Gaz Métro considère que même si les efficacités des chaudières*

à condensation peuvent être diminuées dans certaines conditions, elles demeurent toutefois supérieures aux efficacités qui seraient obtenues par des chaudières à efficacité intermédiaire ou standard. » [nous soulignons]

(ii) « Un autre élément considéré pour le calcul du gain énergétique unitaire moyen est l'effet du régime condensant sur l'efficacité saisonnière des chaudières. Comme la température de retour de l'eau peut affecter l'efficacité saisonnière des chaudières, notamment celles à condensation, un ajustement a été requis pour ces dernières lorsqu'elles fonctionnent dans des conditions différentes de celles utilisées pour mesurer leur efficacité saisonnière nominale. Les réponses au sondage téléphonique ont donc permis d'établir les systèmes de chauffage auxquels les chaudières des participants étaient raccordées (plinthes hydrauliques, plancher radiant ou système à air chaud), puisque le type de système de chauffage a un impact direct sur la température de retour de l'eau. Un ajustement à l'efficacité saisonnière moyenne des chaudières à condensation a donc été fait selon la température de retour de ces systèmes; celle-ci s'établit donc à 92 % plutôt qu'à 95 %. »

**Demandes :**

16.1 Dans le cadre de l'évaluation du PE 111, veuillez indiquer si une vérification a été faite des températures de retour d'eau des installations ou de l'efficacité des chaudières installées lorsqu'elles fonctionnent dans des conditions différentes de celles utilisées pour mesurer leur efficacité saisonnière nominale.

**Réponse :**

Aucune activité de mesurage sur site n'a été réalisée dans le cadre de l'évaluation du programme PE111 visant à mesurer les températures d'eau de retour des circuits de chauffage ou de l'efficacité des chaudières. La méthodologie utilisée par l'évaluateur se base sur un rapport du Centre des technologies du gaz naturel (« CTGN »). À partir de la littérature, le CTGN y précise les températures d'eau de retour à considérer pour les différents systèmes de chauffage utilisés au Québec.

*« Les différentes gammes de température d'eau de retour typiques pour trois systèmes de chauffage utilisés au Québec sont d'ailleurs présentées dans le rapport du CTGN. Compte tenu du climat québécois, le CTGN estime que c'est la valeur maximale des différentes gammes de température présentées qui devrait être utilisée dans le cas du programme de Gaz Métro, c'est-à-dire 60 °C pour des plinthes hydroniques, 49 °C pour un système à air chaud et 38 °C pour un plancher radiant. »*

Le CTGN propose une méthode d'ajustement de l'efficacité directement liée à la température d'eau de retour. Cette méthode tient compte des courbes publiées dans la littérature et présentant l'efficacité en fonction de la température d'eau de retour pour les chaudières à condensation<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> 2012 ASHREA Handbook-HVAC Systems & Equipment (SI), p.32.4, figure 6.



Gaz Métro précise que ces éléments ont été présentés à la Régie dans le cadre du processus administratif 2014 des évaluations des programmes du PGEÉ de Gaz Métro et que la Régie s'est déclarée « *satisfaite des résultats d'évaluation présentés par Gaz Métro* »<sup>2</sup>.

- 16.2 Veuillez fournir les études ou références qui permettent à Gaz Métro de considérer que même si les efficacités des chaudières à condensation peuvent être diminuées dans certaines conditions, elles demeurent toutefois supérieures aux efficacités qui seraient obtenues par des chaudières à efficacité intermédiaire ou standard.

### Réponse :

Gaz Métro s'appuie sur les résultats de l'évaluation du programme PE111 dont le rapport a été présenté à la Régie dans le cadre de l'*Examen administratif 2014 des rapports d'évaluation de programmes du PGEÉ de Gaz Métro*. Dans son rapport, à la page 20, l'Évaluateur mentionne :

*« Ainsi, Econoler conserve l'efficacité saisonnière moyenne établie à 85 % pour les chaudières à efficacité intermédiaire et celle établie à 82 % pour les chaudières standard (non condensantes également). Pour les chaudières à condensation, Econoler a pu ajuster l'efficacité saisonnière moyenne en sondant les participants sur le type d'appareils de chauffage qui était raccordé à leur nouvelle chaudière à condensation. Les résultats démontrent que la grande majorité (96 %) utilise des plinthes hydroniques, signifiant que l'efficacité saisonnière moyenne pour les chaudières à condensation, soit un AFUE de 95 %, devra être ajustée à la baisse. Le tableau ci-dessous présente l'efficacité saisonnière ajustée selon la température d'eau de retour pour chaque type de système de chauffage. La moyenne pondérée selon le type de système de chauffage utilisé par les participants est de 92 %. »*

**Tableau 7 : Ajustement de l'efficacité en fonction de la température d'eau de retour**

| Type de système de chauffage  | Température d'eau de retour | % de participants selon le sondage (n=406)* | Efficacité saisonnière ajustée |
|---|-----------------------------|---|--------------------------------|
| Plinthes hydroniques  | 60 °C                       | 96 %  | 92 %                           |
| Plancher radiant  | 38 °C                       | 3 %   | 97 %                           |
| Système à air chaud   | 49 °C                       | 1 %   | 95 %                           |
| <b>Moyenne pondérée selon le système de chauffage</b>                   | -                           | <b>100 %</b>                                | <b>92 %</b>                    |
| *Participants qui ont installé une chaudière à condensation uniquement. |                             |   |                                |

Par conséquent, il ne fait pas de doute selon Gaz Métro que les efficacités des chaudières à condensation installées dans le cadre du PE111 demeurent globalement supérieures aux efficacités des chaudières à efficacité intermédiaire ou standard, même si dans certains cas, les efficacités des chaudières à condensation peuvent être diminuées dans certaines conditions.

<sup>2</sup> Rapport de la Régie. *Suivi 2014 des évaluations des programmes du PGEÉ de Gaz Métro*, 9 septembre 2014, page 9.

- 17. Références :** (i) [Pièce B-0127, page 116](#) ;  
(ii) Pièce B-0135, page 4.

**Préambule :**

(i) « Dans les modalités actuelles des programmes PE111 et PE210, aucune ne vise à limiter la participation uniquement aux clients qui présenteraient les conditions d'utilisation idéales pouvant assurer le rendement maximal de la nouvelle chaudière. Même si ces conditions existaient, il serait difficile pour Gaz Métro de s'assurer qu'elles sont respectées. »

(ii) Dans le Tableau E, les prévisions du TNT programme PE111 « Chaudières efficaces » sont de -1,3 M\$, soit près de 50 % du TNT du PGEÉ du secteur résidentiel et celles du programme PE210 sont de -11,9 M\$ soit 37 % du TNT du PGEÉ du secteur CII. Le programme PE210 présente un TCTR positif du plus de 14 M\$ mais le programme PE111 de seulement 163 k\$.

**Demandes :**

17.1 Veuillez élaborer sur l'impact sur le TCTR du programme PE111 s'il advenait qu'une proportion plus élevée des chaudières installées que considérée par le distributeur ne peuvent pas bénéficier du rendement accru de la condensation.

**Réponse :**

Selon le rapport d'évaluation du PE111,

*«Les résultats démontrent que la grande majorité (96 %) utilise des plinthes hydroniques, signifiant que l'efficacité saisonnière moyenne pour les chaudières à condensation, soit un AFUE de 95 %, devra être ajustée à la baisse. Le tableau ci-dessous présente l'efficacité saisonnière ajustée selon la température d'eau de retour pour chaque type de système de chauffage. La moyenne pondérée selon le type de système de chauffage utilisé par les participants est de 92 %.»<sup>3</sup>*

L'efficacité des chaudières à condensation a donc été ajustée à la baisse en tenant compte de cette proportion. L'efficacité est ainsi passée de 95 à 92 %.

---

<sup>3</sup> Société en commandite Gaz Métro, Examen administratif 2013 des rapports d'évaluation de programmes du PGEÉ de Gaz Métro, *Évaluation du programme PE111 – Chaudières efficaces*, page 20.

Tableau 7 : Ajustement de l'efficacité en fonction de la température d'eau de retour

| Type de système de chauffage  | Température d'eau de retour | % de participants selon le sondage (n=406)* | Efficacité saisonnière ajustée |
|---|-----------------------------|---|--------------------------------|
| Plinthes hydroniques  | 60 °C                       | 96 %  | 92 %                           |
| Plancher radiant  | 38 °C                       | 3 %   | 97 %                           |
| Système à air chaud   | 49 °C                       | 1 %   | 95 %                           |
| <b>Moyenne pondérée selon le système de chauffage</b>                   | -                           | <b>100 %</b>                                | <b>92 %</b>                    |
| *Participants qui ont installé une chaudière à condensation uniquement. |                             |   |                                |

Dans son rapport, l'Évaluateur établit le gain énergétique unitaire :

« Econoler a utilisé la capacité moyenne des chaudières à condensation installées au cours de la période évaluée, soit 119 000 Btu/h. Le gain unitaire moyen par appareil obtenu en multipliant le gain énergétique obtenu de 0,00344 m<sup>3</sup>/Btu/h par cette capacité moyenne est de 409 m<sup>3</sup>. »<sup>4</sup>

Ce gain unitaire est établi en considérant une efficacité de 92 % pour les chaudières à condensation. Ainsi, ce gain unitaire tient compte de l'ajustement à la baisse de l'efficacité pour 96 % des participants en raison de l'effet de la température d'eau de retour. Le gain unitaire utilisé dans le calcul du TCTR du programme PE111 pour le PGEÉ 2014-2015 est celui présenté par l'évaluateur dans son rapport, soit 409 m<sup>3</sup> et est, par conséquent, basé sur une proportion de 96 % d'applications de plinthes hydroniques pour lesquelles la température d'eau de retour est établie à 60 °C.

Dans ces conditions, même si cette proportion devait passer à 100 %, il n'y aurait aucun impact matériel sur le résultat du TCTR.

17.2 Veuillez élaborer sur la possibilité et les coûts d'intégrer aux programmes PE111 et PE210 une modalité simple de vérification d'admissibilité comme une déclaration signée par une personne qualifiée qui certifierait :

- pour les installations existantes, que la température nominale de retour de l'application du client permet de bénéficier du rendement énergétique accru dû à la condensation des gaz de combustion, et ce dans une vaste majorité de conditions typiques d'utilisation de l'installation de chauffage ; et
- pour les nouvelles installations, que le système ou le procédé pour lequel on spécifie la chaudière à condensation, a été conçue pour fonctionner avec les niveaux optimums de température requis par cette technologie.

<sup>4</sup> Société en commandite Gaz Métro, Examen administratif 2013 des rapports d'évaluation de programmes du PGEÉ de Gaz Métro, Évaluation du programme PE111 – Chaudières efficaces, page 22.

**Réponse :**

La mise en place d'une telle modalité, quoique possible, de façon simple en apparence, peut s'avérer très complexe à gérer et générer des contraintes non souhaitables pour ces deux programmes.

Dans la structure de commercialisation du programme, il reviendrait aux installateurs, notamment aux PCGM, de produire la déclaration au moment de la soumission. Une telle exigence pourrait avoir comme effet de :

- imposer à ces installateurs d'engager leur responsabilité visant à garantir la performance du système, ce qui pourrait induire une certaine réticence chez ces installateurs à proposer ces technologies efficaces par rapport à des équipements standards, alors qu'ils sont les principaux promoteurs de ces programmes;
- ajouter des frais administratifs aux installateurs lors des soumissions, où une visite sur site serait obligatoirement requise afin de confirmer l'admissibilité aux programmes du PGEÉ;
- alourdir le processus administratif et coûts de gestion des programmes pour Gaz Métro, associés à la mise en place de cette modalité auprès des installateurs (communications, Q&A, formation, rencontres), au traitement de ces déclarations (appels, gestion documentaire, etc.) et la mise en place d'un processus de vérification *a posteriori* visant à s'assurer de l'exactitude des déclarations et à dissuader la production de fausses déclarations; et
- générer des délais additionnels de traitement des dossiers, ce qui pourrait nuire à la satisfaction des participants et des installateurs envers ces programmes, ce qui contribue à créer une barrière additionnelle à la participation.

En plus de ces contraintes, Gaz Métro est convaincue que l'intégration d'une telle modalité n'est ni nécessaire ni souhaitable pour ces deux programmes. En effet, l'évaluation du programme *PE111 Chaudière efficace* a démontré que les économies unitaires des chaudières à condensation sont supérieures aux économies des chaudières à efficacité intermédiaire :

*« Econoler a utilisé la capacité moyenne des chaudières à condensation installées au cours de la période évaluée, soit 119 000 Btu/h. Le gain unitaire moyen par appareil obtenu en multipliant le gain énergétique obtenu de 0,00344 m<sup>3</sup>/Btu/h par cette capacité moyenne est de 409 m3, ce qui représente une augmentation moyenne de 2 %. Toutefois, pour les chaudières à efficacité intermédiaire, le nouveau gain énergétique obtenu en multipliant la capacité moyenne installée pour ce type de chaudière (109 000 Btu/h) au gain unitaire de 0,00103 m<sup>3</sup>/Btu/h est beaucoup plus faible, soit 112 m3. »<sup>5</sup>*

---

<sup>5</sup> Société en commandite Gaz Métro, Examen administratif 2013 des rapports d'évaluation de programmes du PGEÉ de Gaz Métro, Évaluation du programme PE111 – Chaudières efficaces, page 21.

Ainsi, l'évaluateur confirme que les chaudières à condensation génèrent davantage d'économies d'énergie que les chaudières à efficacité énergétique, et ce, même en considérant qu'une proportion de 96 %<sup>6</sup> des applications ne permet de bénéficier pleinement de l'efficacité nominale de la chaudière. Les économies attribuables au programme tiennent donc compte de cet état de fait.

Sur la base des résultats de l'évaluation du programme *PE111 Chaudière efficace*, l'intégration d'une modalité restreignant l'admissibilité uniquement aux installations permettant de bénéficier pleinement de l'efficacité nominale de la chaudière pourrait avoir pour effet de réduire la participation au programme de l'ordre de 96 %. Pour le PGEÉ 2014-2015, cela équivaldrait à passer de 650 à 26 participants. Ainsi 624 installations de chaudières à haute efficacité pourraient être substituées par des chaudières à efficacité moindre, soit des chaudières à efficacité intermédiaire ou standard et ainsi autant d'économies perdues.

Avec une participation réduite à 26 participants, des contraintes administratives et des frais de gestion additionnels, il est plus que probable que la rentabilité du programme basculerait vers une rentabilité négative, ce qui pourrait remettre en question la survie du programme. L'évaluation du programme *PE210 Chaudière à condensation* est actuellement en cours et elle prévoit également une évaluation du gain énergétique attribuable aux chaudières à condensation considérant l'effet de la température d'eau de retour. Les mêmes effets négatifs que ceux mentionnés pour le programme *PE111 Chaudière efficace* pourraient être anticipés pour ce programme.

Pour toutes ces raisons, Gaz Métro croit qu'il n'est ni nécessaire ni même souhaitable de restreindre l'admissibilité aux programmes de chaudières PE111 et PE210 sur la base de la température d'eau de retour.

### **PGEÉ – Programme PE234 Préchauffage solaire**

**18. Référence :** [Pièce B-0127, page 121.](#)

#### **Préambule :**

« *Tel que présenté à la réponse à la question 41.1, Gaz Métro propose d'ajouter un critère d'admissibilité basé sur une PRI minimale d'un an avant subvention et de limiter l'aide financière au montant maximal requis permettant de ramener la PRI à un an pour tous les autres participants. Cette limite inférieure n'aurait cependant pas d'impact sur la limite maximale de PRI proposée*

---

<sup>6</sup> Société en commandite Gaz Métro, Examen administratif 2013 des rapports d'évaluation de programmes du PGEÉ de Gaz Métro, *Évaluation du programme PE111 – Chaudières efficaces*, page 20.

par Gaz Métro en considérant l'historique des PRI des projets soumis au programme entre 2009 et 2012.»

**Demande :**

- 18.1 Veuillez justifier le choix d'une durée de 1 an, plutôt que 2 ou 3 ans comme critère pour la PRI minimale. Dans votre réponse, veuillez indiquer à partir de vos données de projets entre 2009 et 2012, les pourcentages de projets qui présentaient une PRI inférieure à 1, 2 ou 3 ans avant subvention, d'une part, et de ceux qui avaient une PRI inférieure à 1, 2 ou 3 ans après subvention, d'autre part.

**Réponse :**

Le tableau suivant illustre le pourcentage moyen de projets réalisés entre 2009 et 2012, selon les PRI avant et après subvention.

**Projets réalisés entre 2009 et 2012**

|                                   | Inférieure à<br>1 an<br>% | Inférieure à<br>2 ans<br>% | Inférieure à<br>3 ans<br>% |
|-----------------------------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Projets avec PRI avant subvention | 0                         | 0                          | 0                          |
| Projets avec PRI après subvention | 0                         | 8,9                        | 14,2                       |

Le premier objectif de Gaz Métro est d'exclure les projets qui ont déjà de très bonnes chances de se réaliser sans aide financière, soit les projets qui ont une PRI avant subvention de moins d'un an. Aucun projet ayant une PRI avant subvention de moins de 1, 2 ou 3 ans n'a été soumis durant la période analysée.

Ce choix tient compte de la pratique constatée dans le secteur commercial et industriel où les projets dont la rentabilité, avant subvention, dépasse une ou deux années sont généralement rejetés par les clients. Il tient également compte du faible taux d'opportunisme (8 %) mesuré lors de la dernière évaluation du programme qui montre que la très grande majorité des projets ne se seraient pas réalisés sans aide financière.

Le second objectif de Gaz Métro est de s'assurer que tous les participants assument une part des coûts de leur projet en limitant l'aide financière au montant maximal requis pour ramener la PRI après subvention à un an et en limitant son aide financière à 75 % des coûts du projet.

Annexe 1

| Année  | Demande continue en journée de pointe |                                | Coûts            |          |
|--------|---------------------------------------|--------------------------------|------------------|----------|
|        | Capacités                             |                                |                  |          |
|        | 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour  | 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> | ¢/m <sup>3</sup> | (000 \$) |
| 2015   | 1 623                                 | 196 419                        |                  |          |
| 2016   | 1 571                                 | 190 050                        |                  |          |
| 2017   | 2 145                                 | 259 569                        |                  |          |
| 2018 * | 2 170                                 | 724 831                        |                  |          |

\* Déplacement à Dawn, capacités sur le marché primaire SH-Parkway et M12

Note : Les tarifs actuels du marché primaire ont été utilisés





**Annexe 2**

| <b>Marché secondaire</b>                 |                               |                 |            |                                      |                                |                          |                   |
|--|-------------------------------|-----------------|------------|--------------------------------------|--------------------------------|--------------------------|-------------------|
| <b>Contrats existants</b>                |                               |                 |            |                                      |                                |                          |                   |
| Fournisseur                              | Type de contrat               | Date de contrat |            | Quantité                             |                                | Prix<br>¢/m <sup>3</sup> | Coûts<br>(000 \$) |
|  |                               | Début           | Fin        | 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour | 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> |                          |                   |
|  | Échange Empress / EDA ou Dawn | 2010-11-01      | 2015-10-31 | 660                                  | 241                            |                          |                   |
|  | Échange Empress / EDA ou Dawn | 2010-11-01      | 2015-10-31 | 344                                  | 126                            |                          |                   |
|  | Réception en franchise        | 2013-06-01      | 2015-10-31 | 11                                   | 4                              |                          |                   |
|  | Total                         |                 |            |                                      | 370                            |                          | 14 161            |
| (1) Portion fonctionnalisée au transport |                               |                 |            |                                      |                                |                          |                   |
| <b>Contrats additionnels</b>             |                               |                 |            |                                      |                                |                          |                   |
|  | Échange Empress / EDA         | 2014-12-01      | 2015-03-31 | 3 048                                | 369                            |                          |                   |
|  | Échange Empress / EDA ou Dawn | 2014-11-01      | 2015-09-30 | 304                                  | 101                            |                          |                   |
|  | Échange Empress / EDA         | 2014-10-01      | 2014-10-31 | 26                                   | 1                              |                          |                   |
|  | Échange Empress / EDA         | 2015-08-01      | 2015-08-31 | 32                                   | 1                              |                          |                   |
|  | Total                         |                 |            |                                      | 472                            |                          | 98 239            |
| <b>Total marché secondaire</b>           |                               |                 |            |                                      | <b>842</b>                     |                          | <b>112 400</b>    |
| <b>Marché primaire</b>                   |                               |                 |            |                                      |                                |                          |                   |
| TCPL                                     | Empress/NDA                   | 2014-11-01      | (2)        | 290                                  | 97                             | 5,093                    | 4 938             |
| (2) Selon disponibilité                  |                               |                 |            |                                      |                                |                          |                   |