

## RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

**Origine :** Demande de renseignements n° 3 en date du 22 juillet 2011

**Demandeur :** Régie de l'énergie

## PRC, CASEP et PGEÉ

- 1. Références :**
- (i) Pièce B-0186, GM-3, document 4.4;
  - (ii) Dossier R-3717-2009, pièce GM-12, document 3, pages 38 et 39;
  - (iii) Dossier R-3717-2009, D-2010-091, page 21;
  - (iv) Dossier R-3745-2010, pièce B-0042, GM-12, document 3, pages 45-46;
  - (v) Dossier R-3745-2010, D-2011-073, page 24;
  - (vi) Pièce B-0178, Gaz Métro-3, document 4.1, page 5.

**Préambule :**

En référence (i), en réponse à une question du GRAME, Gaz Métro fournit des données relatives aux taux d'adhésion conjoint au PGEÉ, au PRC et au CASEP. Il fournit également des données sur les subventions moyennes du PGEÉ accordées aux clients ayant adhéré au PRC.

**Demande :**

1.1 Veuillez compléter les tableaux suivants.

	Nombre de participants au PRC (ref. (vi))	Nombre de participants au PGEÉ (ref. (ii) et (iv))	Nombre de participants au PRC et au PGEÉ	Nombre de participants au CASEP (ref. (iii) et (v))	Nombre de participants au CASEP et au PRC	Nombre de participants au CASEP et au PGEÉ	Nombre de participants au PRC, au CASEP et au PGEÉ
<b>2008-2009</b>							
Clientèle résidentielle		4 667					
Clientèle affaires		2 017					
<b>Total</b>		6 684		361			
<b>2009-2010</b>							
Clientèle résidentielle	5 015	4 976					
Clientèle affaires	2 391	2 960					
<b>Total</b>	7 406	7 936		370			

	Subventions totales aux participants du PRC  (ref. (vi))	Subventions totales aux participants du PGEÉ  (ref. (ii) et (iv))	Subventions totales aux adhérents du PRC ayant participé au PGEÉ (PRC+PGEÉ)	Subventions totales aux participants du CASEP  (ref. (iii) et (v))	Subventions totales aux adhérents du CASEP ayant participé au PGEÉ (CASEP+PGEÉ)	Subventions totales aux adhérents du PRC et du CASEP ayant participé au PGEÉ (PRC+CASEP + PGEÉ)
<b>2008-2009</b>						
<b>Clientèle résidentielle</b>		1 042 040 \$				
<b>Clientèle affaires</b>		11 095 053 \$				
<b>Total</b>		12 137 093 \$		1 715 499 \$		
<b>2009-2010</b>						
<b>Clientèle résidentielle</b>	7 032 581 \$	1 114 540 \$				
<b>Clientèle affaires</b>	6 485 246 \$	9 616 522 \$				
<b>Total</b>	13 517 827 \$	10 731 062 \$		571 321 \$		

	Nombre de participants au PRRC (ref. (vi))	Subventions totales aux participants du PRRC  (ref. (vi))	Nombre de participants au PRRC et au PGEÉ	Subventions totales aux adhérents du PRRC ayant participé au PGEÉ (PRRC+PGEÉ)
<b>2008-2009</b>				
<b>Clientèle résidentielle</b>				
<b>Clientèle affaires</b>				
<b>Total</b>				
<b>2009-2010</b>				
<b>Clientèle résidentielle</b>	1 866	883 600 \$		
<b>Clientèle affaires</b>	1 486	7 368 846 \$		
<b>Total</b>	3 352	8 252 446 \$		

**Réponse :**

Gaz Métro souligne que les membres du Groupe de travail, dans le cadre du processus d'entente négociée (PEN) pour la Cause tarifaire 2010, s'étaient entendus pour que l'évaluation des programmes PRC et PRRC aborde plus précisément le taux d'opportunité, le ratio coûts/bénéfices ainsi que le déploiement de ces deux programmes dans les divers marchés<sup>1</sup>. Par la suite, dans sa décision D-2009-156, la Régie prenait acte de l'intention de Gaz Métro de déposer un tel rapport d'évaluation demandé par le PEN. Le rapport déposé par Gaz Métro dans le cadre de la présente cause tarifaire (Gaz Métro-3, Document 4) comprend donc les données permettant de répondre aux attentes du Groupe de travail du PEN.

<sup>1</sup> Cause tarifaire 2010, R-3690-2009, Gaz Métro-1, Document 3

Gaz Métro constate donc que la demande de renseignements de la Régie va au-delà des balises que le Groupe de travail du PEN s'était fixées à l'égard de l'évaluation des programmes PRC et PRRC. Gaz Métro comprend par ailleurs que la Régie souhaite être éclairée de façon plus extensive sur la proportion de clients ayant participé aux programmes PRC, PGEÉ et CASEP simultanément. Pour cette raison, Gaz Métro tentera de répondre du mieux qu'elle peut à la demande de la Régie. Cependant, Gaz Métro souligne d'emblée que l'analyse découlant de la demande de renseignements nécessiterait le croisement de plusieurs bases de données construites avec des systèmes patrimoines différents n'ayant pas été conçus pour travailler ensemble, simultanément, et en temps réel. Ainsi, les données ci-après exposées sont le résultat des efforts que Gaz Métro a réussi à déployer compte tenu du temps dont elle disposait pour répondre à la demande de renseignements, considérant également que l'analyse requise devait se faire en période estivale et que le processus d'implantation du nouveau système SAP2B a complexifié l'analyse des données.

Gaz Métro propose d'abord de réviser la définition des données recherchées par la Régie et qui seront affichées aux tableaux soumis dans le cadre dans la présente réponse à sa demande de renseignements. Gaz Métro souhaite porter à l'attention de la Régie que les références (ii) et (iv) portant sur le PGEÉ suggérées en préambule font appel à des données « de participants » présentées au rapport annuel. Conformément à la méthodologie de présentation des résultats du PGEÉ, le nombre de participants reflète le nombre de clients, net de l'effet d'opportunisme, pour lesquels une aide financière a été effectivement payée<sup>2</sup>. Gaz Métro soumet que ces données relatives aux subventions du PGEÉ sont difficilement conciliables avec celles relatives aux subventions du CASEP et ce, pour les motifs ci-après exposés.

En effet, les références du CASEP (iii) et (v) issues des rapports annuels incluent des subventions payées, c'est-à-dire une subvention associée à une nouvelle vente en cours d'année du rapport annuel ou d'années précédentes et payées à l'année du rapport (ci-après « subventions payées »), mais comprend également des subventions engagées (ci-après « subventions engagées ») pour des paiements hors de la période couverte par le rapport annuel. La référence du PRC (vi) était quant à elle issue de la base de données des nouvelles ventes et reflétait uniquement les subventions engagées. Gaz Métro soumet qu'un exercice comparatif des données relatives aux subventions du PRC, PGEÉ et du CASEP s'avère donc difficile, voire impossible, compte tenu que la nature de ces données est différente.

Néanmoins, afin de répondre le plus adéquatement possible à la demande de renseignements de la Régie en lui fournissant des données PRC/PGEÉ/CASEP qui soient comparables, Gaz Métro a construit les tableaux suivants, lesquels affichent uniquement les subventions PRC/PGEÉ/CASEP engagées durant l'année financière 2009-2010. Par ailleurs, Gaz Métro souligne que les données relatives à ces subventions engagées pour le CASEP et le PGEÉ n'apparaissent nulle part aux différents rapports qui lui sont soumis par Gaz Métro. Les données ci-après exposées ont plutôt été traitées spécifiquement pour les fins de la présente réponse.

Depuis 2009-2010, Gaz Métro utilise un outil d'analyse qui permet de faire le suivi des nouvelles ventes durant une année financière. Ainsi, l'ensemble des données ci-après présentées réfère exclusivement à de nouvelles ventes enregistrées durant l'année financière 2009-2010 et par conséquent, les ajouts de charge ne sont pas considérés. Gaz Métro s'est permis d'ajouter deux colonnes et de rectifier les en-têtes afin d'illustrer la nature des données présentées et de faciliter la compréhension des tableaux. Tel qu'indiqué précédemment, la Régie ne sera pas en mesure de

---

<sup>2</sup> Cause tarifaire 2009, R-3662-2008, Gaz Métro-10, Document 2.1

réconcilier ces données avec les données apparaissant aux rapports annuels puisqu'il s'agit uniquement de subventions engagées. Néanmoins, les données fournies sont, de l'avis de Gaz Métro, représentatives de l'engagement aux divers programmes offerts par Gaz Métro et devraient éclairer la Régie.

Également, Gaz Métro souhaite réitérer, tel que mentionné en réponse à la question 2.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie<sup>3</sup>, qu'elle ne possède pas les données de manière détaillée pour compléter les données pour l'année 2008-2009 car la base de données était en transition et ne permettait pas une identification par programme et marché.

Finalement, les écarts entre la référence (vi) et les données fournies aux tableaux ci-après reproduits s'expliquent par le fait que la référence (vi) illustre un nombre de nouvelles ventes par marché réparties par paliers tarifaires et excluait les cas où, dans la base de données, le palier tarifaire n'était pas disponible.

---

<sup>3</sup> Cause tarifaire 2012, R-3752-2011, Gaz Métro-3, Document 4.1

	Nombre total de nouvelles ventes <sup>a</sup>	Nombre d'engagés au PRC	Nombre d'engagés au PGEÉ	Nombre d'engagés au PRC et au PGEÉ	Nombre d'engagés au CASEP	Nombre d'engagés au CASEP et au PRC	Nombre d'engagés au CASEP et au PGEÉ	Nombre d'engagés au PRC, au CASEP et au PGEÉ	Proportion de clients engagés <sup>a</sup> (PRC+CASEP+PGEÉ)/PRC
<b>2008-2009</b>									
Clientèle résidentielle									
Clientèle affaires									
Total									
<b>2009-2010<sup>4</sup></b>									
Clientèle résidentielle	5 017	4 433	4 720	3 055	142	130	124	114	2,6 %
Clientèle affaires	2 431	1 485	1 441	481	57	51	39	36	2,4 %
Total	7 448	5 918	6 161	3 536	199	181	163	150	2,5 %

Notes : a= Colonnes ajoutées au tableau  
Les sections grisées illustrent les données révisées.

<sup>4</sup> Source : Fichier des nouvelles ventes de Gaz Métro 2009-2010 (NV Export)

	Subventions totales aux engagées au PRC <i>(ref. (vi))</i>	Subventions totales engagées du PGEÉ	Subventions totales engagées au PRC et au PGEÉ (PRC+PGEÉ)	Subventions totales engagées au CASEP	Subventions totales engagées au PRC et au CASEP <sup>a</sup> (PRC+CASEP)	Subventions totales engagées au CASEP et au PGEÉ (CASEP+ PGEÉ)	Subventions totales engagées au PRC, au CASEP et au PGEÉ (PRC+CASEP+ PGEÉ)
<b>2008-2009</b>							
Clientèle résidentielle		1 741 462 \$					
Clientèle affaires		9 700 492 \$					
<b>Total</b>		11 441 954 \$					
<b>2009-2010<sup>4</sup></b>							
Clientèle résidentielle	7 032 575 \$	1 274 660 \$	6 281 120 \$	164 325 \$	343 920 \$	195 795 \$	346 190 \$
Clientèle affaires	6 485 246 \$	6 181 738 \$	4 436 308 \$	132 299 \$	247 254 \$	180 211 \$	261 154 \$
<b>Total</b>	13 517 821 \$	7 456 398 \$	10 717 428 \$	296 624 \$	591 174 \$	376 006 \$	607 344 \$

Notes : a= Colonne ajoutée au tableau  
Les sections grisées illustrent les données révisées.

	Nombre total de ventes en maintien en clientèle <sup>a</sup>	Nombre d'engagés au PRRC (ref. (vi))	Subventions totales engagées au PRRC (ref. (vi))	Nombre d'engagés au PRRC et au PGEÉ	Subventions totales engagées au PRRC et au PGEÉ (PRRC+PGEÉ)
<b>2008-2009</b>					
Clientèle résidentielle					
Clientèle affaires					
Total					
<b>2009-2010<sup>5</sup></b>					
Clientèle résidentielle	1 868	1 802	883 600 \$	1 516	1 373 535 \$
Clientèle affaires	1 508	995	7 368 846 \$	721	9 170 989 \$
Total	3 376	2 797	8 252 446 \$	2 237	10 544 524 \$

Notes : a= Colonnes ajoutées au tableau  
Les sections grisées illustrent les données révisées.

<sup>5</sup> Source : Fichier des nouvelles ventes de Gaz Métro 2009-2010 (NV Export)

## APPROVISIONNEMENTS

2. **Référence :** Pièce B-0178, Gaz Métro-4, document 1.5, pages 1 et 2.

### Préambule :

*« Si la liquéfaction à l'usine LSR devait se terminer le 30 novembre, l'inventaire manquant à l'usine devrait être compensé par l'obtention d'un autre outil afin de maintenir la fiabilité de l'approvisionnement en cas d'hiver extrême. Une capacité de transport de  $13 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$  serait requise pour la période du 1er décembre au 31 mars. »*

### Demande :

2.1 Veuillez comparer la quantité de GNL qui serait liquéfiée du 1<sup>er</sup> au 15 décembre avec la quantité de gaz que permet d'acheter une capacité de transport de  $132 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$  pendant 120 jours. Veuillez expliquer et justifier tout écart.

### Réponse :

En retirant la période de 15 jours de liquéfaction du 1<sup>er</sup> au 15 décembre 2011, le volume physique total manquant à l'usine LSR serait d'environ  $5 \cdot 10^6 \text{m}^3$ .

Le débit quotidien de l'outil additionnel requis de  $132 \cdot 10^3 \text{m}^3$  sur la période de décembre à mars, identifié en référence, représente un volume total potentiel de  $17 \cdot 10^6 \text{m}^3$ . Il s'agit cependant ici d'une capacité de transport qui ne se concrétise pas nécessairement en volume physique additionnel. En effet, étant donné l'ordonnancement des outils d'approvisionnement, l'outil additionnel sera complètement utilisé mais l'utilisation des autres outils venant plus loin dans la grille d'ordonnancement sera moindre, notamment le transport STS, l'entreposage à Pointe-du-Lac et l'entreposage à l'usine LSR. Ce qui n'entraîne donc pas d'achat additionnel de gaz.

Conceptuellement, l'outil additionnel a un rôle bien précis : éviter l'effritement trop rapide de l'usine LSR dans le cas de l'hiver extrême afin de pouvoir s'assurer qu'elle sera disponible lorsque requise. Rappelons que la méthode de calcul des besoins pour l'hiver extrême suppose l'utilisation complète de la capacité de l'usine LSR. S'il manque une quantité en inventaire à l'usine LSR au début de l'hiver, cette quantité manquera également à la fin et un outil de remplacement sera alors considéré pour combler ce manque et assurer la sécurité d'approvisionnement dans le cas d'un hiver extrême.

Suite à des développements récents, Gaz Métro désire apporter certaines précisions à la réponse de la question 8.1 du document Gaz Métro-4, Document 1.5. Gaz Métro s'est prévalu d'une disposition tarifaire d'Hydro-Québec et modifiera dès le mois d'août 2011 sa période de facturation. La nouvelle période de facturation couvrira la période du 15 d'un mois au 15 du mois suivant. Ainsi, l'appel de puissance relié à la liquéfaction prévue pour les 15 premiers jours de décembre sera considéré sur une facture qui ne se situe pas en



totalité dans la période d'hiver et n'affectera donc pas la « puissance minimale à facturer » pour les 12 périodes mensuelles consécutives, telle que définie au tarif M d'Hydro-Québec. Les coûts de 250 000 \$ qui avaient été estimés pour une liquéfaction durant la période d'hiver (applicables en 2013) ne s'appliqueront donc pas.

**3. Référence :** Pièce B-0178, Gaz Métro-4, document 3.1, pages 1 et 2.

**Préambule :**

*« Compte tenu des risques potentiels quant à la disponibilité ou non sur le marché du transport requis au moment où Gaz Métro devrait l'acheter, quelle serait la quantité de transport maximale pour laquelle Gaz Métro serait prête à considérer ce type d'arrangement et quel est le risque potentiel? Veuillez expliciter.*

**Réponse :**

*Gaz Métro peut difficilement prévoir la quantité des besoins de capacités quotidiennes de transport ainsi que la disponibilité ou non de ces capacités.»*

**Demandes :**

3.1 La Régie n'a pas demandé au distributeur une prévision des capacités quotidiennes de transport ou la disponibilité de ces capacités quotidiennes. Veuillez avoir l'obligeance de répondre à la question posée.

**Réponse :**

Il n'y a pas de capacité maximale pour laquelle Gaz Métro et GMST seraient prêtes à considérer ce type d'arrangement. La position de Gaz Métro est qu'elle contracterait les outils requis (capacités de transport ou livraisons de GNL) pour répondre à la demande continue et, le cas échéant, interruptible si le nombre maximum de jours d'interruption est atteint, peu importe le niveau requis des outils. De son côté, GMST s'engagerait à rembourser le coût des outils additionnels contractés pour assurer une sécurité d'approvisionnement équivalente à celle applicable en considérant la totalité de la capacité d'entreposage de l'usine LSR et ce, peu importe le niveau des coûts encourus.

La réponse de Gaz Métro, déposée à la pièce Gaz Métro-4, Document 3.1, avait pour but de signifier qu'il est difficile d'évaluer le niveau maximal de capacité de transport qui serait potentiellement requis et, par le fait même, l'évaluation du risque potentiel relié à sa disponibilité ou non.

Les sources d'approvisionnement additionnel pouvant être considérées sont les suivantes :

1. Les capacités de transport sous le service « Short Term Firm Transportation (FTST) » de TCPL

Ce service est offert pour des périodes de 7 jours à 1 an moins un jour, selon les disponibilités quotidiennes pour le point de réception GMi EDA, telles qu'affichées

sur leur site Internet. Au moment d'écrire cette réponse, la capacité disponible pour GMi EDA est nulle. Toutefois, Gaz Métro est présentement en discussion avec TCPL pour réviser ce statut. Gaz Métro est confiante qu'une certaine quantité des capacités déjà retournées devrait être rendue disponible d'ici le début de l'hiver.

## 2. Le marché secondaire

Selon le contexte gazier en place durant l'hiver, certains fournisseurs détiennent des capacités de transport vers le territoire de Gaz Métro et peuvent donc être sollicités si le besoin est requis. C'est d'ailleurs cette source d'approvisionnement qui est utilisée lorsque Gaz Métro ou ses clients contractent du gaz d'appoint concurrence et du gaz d'appoint pour contrer une journée d'interruption.

L'analyse des capacités contractées pour les contrats de gaz d'appoint fournit un aperçu des capacités qui étaient disponibles dans le passé. Durant les hivers 2010 et 2011, des capacités quotidiennes de  $3\,771\,10^3\text{m}^3$  et  $4\,544\,10^3\text{m}^3$  ont été respectivement contractées sur le marché secondaire. Gaz Métro juge que le niveau de 2011 correspond probablement au niveau maximal qui était disponible sur le marché secondaire à l'hiver 2011 pour des livraisons dans son territoire.

Basé sur ces deux années, le risque potentiel relié à la disponibilité de capacité de transport additionnelle semble faible, mais il dépendra du contexte gazier qui prévaut au moment du besoin. En effet, un élément important qui joue dans cette évaluation est la mise en disponibilité du transport de TCE étant donné que l'usine de cogénération n'était pas en activité. Une modification à ce statut aurait des impacts sur le contexte gazier spécifique au marché secondaire.

## 3. Les livraisons de GNL par fardier

L'évaluation de cette source est présentée plus spécifiquement à la réponse 3.2 ci-dessous.

Gaz Métro ne peut certifier quelle sera la disponibilité des différentes sources d'approvisionnement ni les coûts qui s'y rattachent, coûts potentiellement élevés en cours d'hiver froid. Toutefois, une combinaison de toutes ces sources sera assurément utilisée pour combler les besoins. Quant aux coûts relatifs au maintien d'un approvisionnement équivalent à l'utilisation de la pleine capacité d'entreposage à l'usine LSR, GMST en assumera la responsabilité.

### 3.2 Veuillez compléter votre réponse en fournissant les informations suivantes pour le transport de GNL par fardier :

3.2.1 Quelles sont les quantités hebdomadaires de GNL que Gaz Métro croît, de façon réaliste, pouvoir acquérir et faire transporter à l'usine LSR ? Veuillez expliquer.

**Réponse :**

Au niveau d'un approvisionnement en GNL, il faut distinguer l'achat du GNL comme tel et la disponibilité des fardiers requis pour transporter ce GNL à partir du point d'acquisition. Gaz Métro croit que la contrainte se situe davantage au niveau de la disponibilité des fardiers que de la disponibilité du GNL. La présence de terminaux de réception de GNL dans la région de Boston et dans les Maritimes laisse croire que le GNL sera disponible si les fardiers requis pour le transport peuvent être sécurisés et ce, même en situation d'hiver extrême.

GMST possédera un certain nombre de fardiers de GNL dans un avenir rapproché dans le cadre de ses activités. GMST étant ultimement responsable de tenir Gaz Métro indemne de leurs activités en cas d'hiver extrême, elle aura la possibilité, entre autres, d'utiliser ses fardiers pour « rembourser » le GNL qu'elle aura retiré au préalable. Certaines compagnies, telles que Transgas, offrent également un service de location de citernes cryogéniques. Le coût de location d'une citerne accompagnée du camion tracteur et du chauffeur est d'environ 10 000 \$ par jour en période d'hiver. Les services d'une tierce partie pourraient donc potentiellement être retenus en sus de la capacité de transport disponible par fardier de GMST.

Gaz Métro croit que GMST pourrait livrer de deux à trois fardiers par jour à l'usine LSR. La capacité d'un fardier est d'approximativement 22 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>. En assumant que les fardiers puissent faire l'aller-retour (environ 1 000 km) en une journée, Gaz Métro croit réaliste que les fardiers de GMST puissent livrer entre 308 et 463 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> par semaine. Cette quantité pourrait être supérieure si GMST possède davantage de fardiers ou si elle parvenait à sécuriser des fardiers auprès d'une tierce partie.

3.2.2 Quelle pourrait être la contribution réaliste du transport de gaz naturel liquéfié par fardier à l'usine LSR en cas d'hiver extrême. Veuillez expliquer chacune des étapes de votre raisonnement.

**Réponse :**

Considérant que les livraisons de GNL par fardier à l'usine LSR ne sont potentiellement requises qu'en situation d'hiver extrême et que la réponse a été fournie ci-dessus, Gaz Métro comprend que la question vise l'analyse de l'utilisation d'un approvisionnement GNL par fardier pour répondre aux besoins de sa clientèle régulière en lieu et place de la provision additionnelle de 268 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> prévue au présent dossier. Pour la Cause tarifaire 2012, cette provision constitue l'écart entre le débit quotidien requis pour répondre à la journée de pointe et le débit quotidien requis pour répondre à l'hiver extrême.

En cas d'hiver extrême, si Gaz Métro ne détenait pas cette capacité de transport de 268 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> par jour, elle ne serait pas en mesure de répondre à la demande continue de ses clients pour un total de sept jours et ce, à partir du 10 février, en supposant une utilisation complète de l'usine LSR (voir la réponse 4 pour un complément d'information). La

demande non approvisionnée serait de 7 136 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>. Cette demande non approvisionnée requerrait donc environ 324 livraisons par fardier. Gaz Métro évalue que huit citernes cryogéniques par jour peuvent être transvidées à l'usine LSR. Étant donné que GMST livrerait trois citernes par jour pour rembourser le GNL déjà utilisé en hiver, il resterait une possibilité de réception quotidienne de cinq citernes. À ce rythme, cela pourrait prendre plus de deux mois, en mode continu, pour répondre au besoin de recevoir les 324 fardiens. Ainsi, pour avoir le GNL dans l'usine LSR le 10 février, date approximative où l'usine LSR serait vide, les livraisons de GNL par fardier devraient débuter avant la mi-décembre. Or, à cette date, l'hiver étant à peine entamé et l'usine LSR probablement pas ou peu utilisée, Gaz Métro ne serait pas en mesure de confirmer le besoin de ces livraisons par fardier. Il s'avère donc impossible, d'un point de vue calendrier, de sécuriser l'approvisionnement de la clientèle en hiver extrême uniquement par une telle mesure.

De plus, contrairement à GMST, Gaz Métro ne possède pas de citerne cryogénique permettant le transport de GNL. Dans un tel scénario, Gaz Métro ne pourrait compter sur les citernes de GMST qui seraient alors utilisées pour rembourser le GNL soutiré au début de l'hiver. Gaz Métro devrait alors tenter de sécuriser un nombre important de fardiens auprès d'une tierce partie. En supposant la disponibilité de ces fardiens, une telle alternative coûterait près de 3 240 000 \$, en fonction des tarifs connus de Transgas, en plus du coût d'acquisition du GNL.

D'un autre côté, la sécurisation de l'approvisionnement en contractant 268 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de capacité de transport ne représente pas un coût additionnel net pour la clientèle en service continu. En effet, l'ajout de cette capacité permet de réduire le niveau des interruptions de 28 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Or, les revenus additionnels générés par cette majoration de volumes sur l'ensemble des services compensent l'augmentation des coûts du plan d'approvisionnement reliés à cette structure.

En fonction des éléments mentionnés ci-dessus, soit la mince faisabilité et les coûts potentiels importants, l'approche consistant à substituer la provision additionnelle par des livraisons de GNL en cas d'hiver extrême semble être un risque inacceptable pour une utilité publique telle que Gaz Métro. Le rôle premier de Gaz Métro est de sécuriser les outils requis pour répondre aux besoins de la clientèle continue. Il apparaît tout à fait normal et prévisible que certains hivers soient plus froids que la moyenne et Gaz Métro doit être en mesure de répondre à la demande de sa clientèle continue pour ces hivers plus froids également.

**4. Référence :** Pièce B-0178, Gaz Métro-4, document 3.1, page 3.

**Préambule :**

*« Gaz Métro juge qu'un niveau minimum permettant de retirer 5 749 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour pour deux journées de pointe devrait être maintenu en tout temps. »*

**Demandes :**

- 4.1 Veuillez comparer la fiabilité procurée par ce critère avec celle inhérente au critère de planification actuel.
- 4.2 Veuillez préciser comment Gaz Métro entend déployer les divers outils d'approvisionnement à sa disposition pour être toujours en mesure de rétablir sa capacité de retirer  $5\,749\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  pour deux journées de pointe une fois que l'une de ces deux journées de pointe se sera matérialisée.

**Réponse :**

Gaz Métro comprend par « critère de planification actuel », le fait d'utiliser la totalité de l'usine LSR dans sa planification des besoins pour répondre à l'hiver extrême à la cause tarifaire.

Premièrement, Gaz Métro aimerait rappeler la distinction entre la planification au dossier tarifaire et la planification opérationnelle. Au dossier tarifaire, Gaz Métro évalue de façon macro les besoins d'approvisionnement en fonction d'une prévision de la demande à température normale, des besoins pour la journée de pointe et l'hiver extrême (le plus froid des 20 dernières années), le tout dans un environnement statique. Plus spécifiquement, la méthode de calcul des besoins pour l'hiver extrême considère une utilisation complète de l'usine LSR. Il s'agit ici d'indications générales dans l'évaluation des besoins. Considérant ces différentes analyses, Gaz Métro propose alors au dossier tarifaire une structure d'approvisionnement qui lui permet de sécuriser les approvisionnements pour répondre à la demande projetée de la clientèle.

La planification opérationnelle reflète la gestion de ces approvisionnements gaziers considérant la demande réelle et les circonstances qui guident Gaz Métro dans ses choix. La question 11.2, à la pièce Gaz Métro-4, Document 3.1, demandait les critères précis pour déterminer, au cours de l'hiver, les achats additionnels de transport requis. Il est donc question ici de planification opérationnelle en cours d'année avec toutes les incertitudes que cela peut comporter tant au niveau de la demande que de la température.

Gaz Métro explique dans cette réponse, qu'en cours d'année elle n'attendra pas que l'usine LSR soit vide pour prendre action et sécuriser ses approvisionnements. Cette position est d'ailleurs vraie, avec ou sans ventes de GNL. Gaz Métro ne peut se permettre d'attendre que son dernier outil de pointe - représentant plus de 20 % des besoins pour la demande continue en journée de pointe - soit épuisé. La planification opérationnelle du reste de l'hiver, normal et extrême, est donc importante pour identifier les outils requis afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en tout temps.

Gaz Métro juge qu'un niveau minimum d'inventaire lui permettant de retirer  $5\,749\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  pour deux journées de pointe devrait être maintenue. Ceci implique qu'à ce niveau d'inventaire (près de 20 % de la capacité maximale) - et peut-être même avant

selon le contexte gazier qui prévaudrait - elle prendrait action pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Les ventes de GNL ont pour effet d'atteindre ce seuil décisionnel quelques jours plus tôt que si elles n'étaient pas présentes.

Dans la réponse 11.2, Gaz Métro a mentionné que ce niveau minimum devrait être maintenu en tout temps. Il y a toutefois certains éléments à prendre en considération, tel que mentionné à la réponse 11.2, dont, entre autres, le moment de l'hiver où ce niveau est observé. Si ce niveau est constaté à la fin de l'hiver, il n'y aurait probablement pas lieu de prendre action pour le maintenir; Gaz Métro serait plus en mode réactif, au jour le jour. Si, au contraire, ce niveau est constaté à la fin janvier alors que seulement la moitié de l'hiver est passée, Gaz Métro devrait alors considérer l'interruption des ventes de GNL à GMST et faire appel à d'autres outils d'approvisionnement afin de préserver l'usine LSR d'un effritement plus important et conserver sa capacité maximale de retrait.

Si les circonstances faisaient en sorte que Gaz Métro décidait d'utiliser l'usine LSR et de passer à un niveau d'inventaire inférieur à 20 % de la capacité maximale, elle pourrait difficilement rétablir ce niveau par la suite. Ainsi, la décision d'utiliser l'usine LSR une fois le seuil minimal d'inventaire atteint doit donc être considérée comme une action sans possibilité de retour et être considérée dans les situations extrêmes.

En fonction des éléments mentionnés ci-dessus, la planification à la cause tarifaire définit de façon plus macro les besoins d'approvisionnements afin de définir la structure qui devrait assurer un approvisionnement sécuritaire pour les prochaines années. Au réel, en cours d'année, la planification opérationnelle sera plus contraignante afin d'assurer, en tout temps, la sécurité d'approvisionnement.

- 5. Références :**
- (i) Pièce B-0178, Gaz Métro-4, document 8.1, page 2;
  - (ii) Pièce B-0036, Gaz Métro-4, document 8, page 1.

**Préambule :**

(i) *« Les paramètres météorologiques utilisés pour le calcul de la demande en période de pointe sont réchauffés dans le temps : les degrés-jours (DJ) utilisés pour le calcul de la pointe pour les trois années sont respectivement de 36,88, 36,83 et 36,79 FJ. Les facteurs « DJ de la journée précédent » et « DJ km/h », servant aussi à déterminer la demande en journée de pointe, sont également ajustés à la baisse par ce réchauffement. Ces éléments entraînent une réduction de la demande en journée de pointe. »*

*« La baisse de la demande en hiver entre 2012 et 2013 n'est pas uniforme entre les catégories de clients. Elle est plus importante pour la clientèle interruptible au volet A que pour les autres catégories de clientèle (continue et volet B). Or, puisque le volet A n'influence à peu près pas les outils à détenir, la baisse de cette demande n'a que peu d'effet réel sur les outils requis pour l'hiver extrême. »*

(ii) Tableau

**Demandes :**

5.1 En lien avec la première citation de la référence (i), veuillez confirmer que les paramètres météorologiques utilisés pour établir les outils requis pour répondre à l'hiver extrême dans les années 2 et 3 du plan sont également corrigés dans le temps selon le modèle Ouranos. Si non, veuillez expliquer.

**Réponse :**

Gaz Métro confirme.

5.2 En lien avec la deuxième citation de la référence (i), veuillez simuler les années 2012 et 2013 en augmentant les ventes prévues aux clients interruptibles du volet A de 20 % et produire un plan d'approvisionnement tel que présenté à la référence (ii).

**Réponse :**

Le tableau ci-dessous présente les plans d'approvisionnement 2012 et 2013 tels que déposés à la Cause tarifaire 2012 ainsi que ceux considérant une augmentation du volume prévu pour la clientèle interruptible au volet A de 20 %. Ceci représente une augmentation du volume total avant interruption de 3,8 % en 2012 et en 2013 (ligne 5b).

Malgré l'augmentation importante des volumes de la clientèle interruptible du volet A, les besoins pour l'hiver extrême sont légèrement modifiés à la hausse. L'augmentation de l'approvisionnement requis est de 0,19 % autant pour 2012 que pour 2013 (ligne 45b).

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Cause tarifaire 2012, R-3752-2011**

	2012 (Dépôt)			2013 (Dépôt)			2012 +20% volume interruptible au volet A			2013 +20% volume interruptible au volet A			
	Hiver (1)	Été (2)	Total (3)	Hiver (4)	Été (5)	Total (6)	Hiver (7)	Été (8)	Total (9)	Hiver (10)	Été (11)	Total (12)	
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>													
1	Continue	2 449	1 611	4 060	2 413	1 585	3 999	2 449	1 611	4 060	2 413	1 585	3 999
2	Interruptible	612	587	1 198	582	582	1 165	713	687	1 400	678	682	1 360
3	Gaz d'appoint	0	18	18	0	0	0	0	18	18	0	0	0
4	Biogaz	13	18	30	13	18	31	13	18	30	13	18	31
5	Sous-total	3 074	2 233	5 306	3 009	2 186	5 195	3 175	2 333	5 508	3 105	2 285	5 390
5b	<b>Variation vs dépôt</b>								<b>3,8%</b>				<b>3,8%</b>
6	Interruptions	-190	0	-190	-163	0	-163	-264	0	-264	-223	0	-223
7	Autres	42	21	63	42	22	64	42	22	65	42	24	66
8	Ventes GNL	0	2	2	3	4	7	0	2	2	3	4	7
9	<b>TOTAL</b>	<b>2 926</b>	<b>2 255</b>	<b>5 182</b>	<b>2 890</b>	<b>2 212</b>	<b>5 102</b>	<b>2 954</b>	<b>2 357</b>	<b>5 311</b>	<b>2 927</b>	<b>2 313</b>	<b>5 240</b>
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>													
10	Transport												
11	FTLH (primaire & secondaire)	989	1 451	2 440	1 015	1 393	2 407	989	1 451	2 440	1 023	1 393	2 415
12	Transport par échange	157	220	376	156	221	376	157	220	376	156	221	376
13	Transport clients	242	323	564	218	295	514	242	323	564	218	295	514
14	Transport gaz d'appoint	0	18	18	0	0	0	0	18	18	0	0	0
15	FTLH non utilisé	0	-2	-2	0	-2	-2	0	-4	-4	0	-2	-2
16	Appro total utilisé	1 388	2 008	3 396	1 388	1 907	3 295	1 388	2 007	3 395	1 396	1 907	3 303
17	Réception en franchise	4	6	10	4	6	10	4	6	10	4	6	10
18	Achats à Dawn	1 029	716	1 745	1 016	767	1 782	1 069	805	1 874	1 059	852	1 912
19	Biogaz	13	18	30	13	18	31	13	18	30	13	18	31
20	Autres	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1
21	Retraits - injections	493	-493	0	469	-486	-17	479	-478	1	453	-470	-16
22	<b>TOTAL</b>	<b>2 926</b>	<b>2 255</b>	<b>5 182</b>	<b>2 890</b>	<b>2 212</b>	<b>5 102</b>	<b>2 954</b>	<b>2 357</b>	<b>5 311</b>	<b>2 927</b>	<b>2 313</b>	<b>5 240</b>
<b>ENTREPOSAGE</b>													
		Capacité (PJ)	Capacité (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		Capacité (PJ)	Capacité (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		Capacité (PJ)	Capacité (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		Capacité (PJ)	Capacité (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	
23	LSR	2,2	59		2,2	59		2,2	59		2,2	59	
24	PdL	0,9	23		0,9	23		0,9	23		0,9	23	
25	St-Flavien	4,5	120		4,5	120		4,5	120		4,5	120	
26	Union	17,6	465		17,6	465		17,6	465		17,6	465	
27	<b>TOTAL</b>	<b>25,2</b>	<b>667</b>		<b>25,2</b>	<b>666</b>		<b>25,2</b>	<b>667</b>		<b>25,2</b>	<b>666</b>	
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</b>													
		(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)		(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)		(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)		(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)	
28	Journée de pointe - continu	1 042	27 489		1 031	27 210		1 042	27 489		1 031	27 213	
29	Besoins hiver extrême	1 052	27 757		1 053	27 796		1 054	27 810		1 055	27 849	
30	Maximum	1 052	27 757		1 053	27 796		1 054	27 810		1 055	27 849	
<b>Approvisionnements</b>													
31	FTLH (primaire & secondaire)		247	6 508		247	6 508		247	6 508		247	6 508
32	Transport par échange		39	1 031		39	1 031		39	1 031		39	1 031
33	Réception en franchise		1	26		1	26		1	26		1	26
34	Transport clients & biogaz		63	1 672		58	1 523		63	1 672		58	1 523
35	FTSH (Dawn - EDA)		110	2 903		110	2 903		110	2 903		110	2 903
36	FTSH (Parkway - EDA)		65	1 715		65	1 715		65	1 715		65	1 715
37	STS		216	5 705		216	5 705		216	5 705		216	5 705
38	PdL *		45	1 188		45	1 188		45	1 188		45	1 188
39	St-Flavien *		49	1 289		49	1 292		49	1 289		49	1 292
40	LSR *		216	5 692		216	5 692		216	5 692		216	5 692
41	<b>TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)</b>		<b>1 051</b>	<b>27 731</b>		<b>1 045</b>	<b>27 585</b>		<b>1 051</b>	<b>27 731</b>		<b>1 045</b>	<b>27 585</b>
42	Provision additionnelle avant achat / (vente)		9	242		14	375		9	242		14	372
43	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (I.35/ I.34)		0,9%	0,9%		1,4%	1,4%		0,9%	0,9%		1,3%	1,3%
44	Achat / (vente) de transport a priori		1	26		8	211		3	79		10	264
45	<b>TOTAL approvisionnements après achat / (vente)</b>		<b>1 052</b>	<b>27 757</b>		<b>1 053</b>	<b>27 796</b>		<b>1 054</b>	<b>27 810</b>		<b>1 055</b>	<b>27 849</b>
45b	<b>Variation vs dépôt</b>									<b>0,19%</b>			<b>0,19%</b>
46	Provision additionnelle après achat / (vente)		10	268		22	586		12	321		24	636
47	% du total approvisionnements après achat / (vente) (I.37/ I.36)		1,0%	1,0%		2,1%	2,1%		1,2%	1,2%		1,2%	1,2%

\* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2012 (Dépôt) est 37,52



- 5.3 En lien avec la deuxième citation de la référence (i), veuillez simuler les années 2012 et 2013 en diminuant les ventes prévues aux clients interruptibles du volet A de 20 % et produire un plan d'approvisionnement tel que présenté à la référence (ii).

**Réponse :**

Le tableau ci-dessous présente les plans d'approvisionnement 2012 et 2013 tels que déposés à la Cause tarifaire 2012 ainsi que ceux considérant une diminution du volume prévu pour la clientèle interruptible au volet A de 20 %. Ceci représente une baisse du volume total avant interruption de 3,8 % en 2012 et en 2013 (ligne 5b).

Malgré la baisse importante des volumes de la clientèle interruptible du volet A, les besoins pour l'hiver extrême sont légèrement modifiés à la baisse. La diminution de l'approvisionnement requis est de 0,38 % autant pour 2012 que pour 2013 (ligne 45b).

	2012 (Dépôt)			2013 (Dépôt)			2012 -20% volume interruptible au volet A			2013 -20% volume interruptible au volet A		
	Hiver (1)	Été (2)	Total (3)	Hiver (4)	Été (5)	Total (6)	Hiver (7)	Été (8)	Total (9)	Hiver (1)	Été (2)	Total (3)
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>												
1 Continue	2 449	1 611	4 060	2 413	1 585	3 999	2 449	1 611	4 060	2 413	1 585	3 999
2 Interruptible	612	587	1 198	582	582	1 165	511	486	996	487	482	969
3 Gaz d'appoint	0	18	18	0	0	0	0	18	18	0	0	0
4 Biogaz	13	18	30	13	18	31	13	18	30	13	18	31
5 Sous-total	3 074	2 233	5 306	3 009	2 186	5 195	2 972	2 132	5 104	2 913	2 086	4 999
5b <b>Variation vs dépôt</b>									<b>-3,8%</b>			<b>-3,8%</b>
6 Interruptions	-190	0	-190	-163	0	-163	-137	0	-137	-116	0	-116
7 Autres	42	21	63	42	22	64	42	20	62	41	20	61
8 Ventes GNL	0	2	2	3	4	7	0	2	2	3	4	7
9 <b>TOTAL</b>	<b>2 926</b>	<b>2 255</b>	<b>5 182</b>	<b>2 890</b>	<b>2 212</b>	<b>5 102</b>	<b>2 878</b>	<b>2 154</b>	<b>5 031</b>	<b>2 841</b>	<b>2 110</b>	<b>4 951</b>
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>												
10 Transport												
11 FTLH (primaire & secondaire)	989	1 451	2 440	1 015	1 393	2 407	989	1 451	2 440	999	1 393	2 391
12 Transport par échange	157	220	376	156	221	376	157	220	376	156	221	376
13 Transport clients	242	323	564	218	295	514	242	323	564	218	295	514
14 Transport gaz d'appoint	0	18	18	0	0	0	0	18	18	0	0	0
15 FTLH non utilisé	0	-2	-2	0	-2	-2	0	-1	-1	0	-3	-3
16 Appro total utilisé	1 388	2 008	3 396	1 388	1 907	3 295	1 388	2 009	3 397	1 372	1 906	3 278
17 Réception en franchise	4	6	10	4	6	10	4	6	10	4	6	10
18 Achats à Dawn	1 029	716	1 745	1 016	767	1 782	966	628	1 594	973	676	1 649
19 Biogaz	13	18	30	13	18	31	13	18	30	13	18	31
20 Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21 Retraits - injections	493	-493	0	469	-486	-17	507	-507	0	479	-496	-17
22 <b>TOTAL</b>	<b>2 926</b>	<b>2 255</b>	<b>5 182</b>	<b>2 890</b>	<b>2 212</b>	<b>5 102</b>	<b>2 878</b>	<b>2 154</b>	<b>5 031</b>	<b>2 841</b>	<b>2 110</b>	<b>4 951</b>
<b>ENTREPOSAGE</b>												
		Capacité (PJ)	Capacité (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		Capacité (PJ)	Capacité (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		Capacité (PJ)	Capacité (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		Capacité (PJ)	Capacité (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
23 LSR		2,2	59		2,2	59		2,2	59		2,2	59
24 PdL		0,9	23		0,9	23		0,9	23		0,9	23
25 St-Flavien		4,5	120		4,5	120		4,5	120		4,5	120
26 Union		17,6	465		17,6	465		17,6	465		17,6	465
27 <b>TOTAL</b>		<b>25,2</b>	<b>667</b>		<b>25,2</b>	<b>666</b>		<b>25,2</b>	<b>667</b>		<b>25,2</b>	<b>666</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</b>												
		(T/Jj)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)		(T/Jj)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)		(T/Jj)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)		(T/Jj)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)
28 Journée de pointe - continu		1 042	27 489		1 031	27 210		1 042	27 489		1 031	27 208
29 Besoins hiver extrême		1 052	27 757		1 053	27 796		1 048	27 652		1 049	27 691
30 Maximum		1 052	27 757		1 053	27 796		1 048	27 652		1 049	27 691
<b>Approvisionnements</b>												
31 FTLH (primaire & secondaire)		247	6 508		247	6 508		247	6 508		247	6 508
32 Transport par échange		39	1 031		39	1 031		39	1 031		39	1 031
33 Réception en franchise		1	26		1	26		1	26		1	26
34 Transport clients & biogaz		63	1 672		58	1 523		63	1 672		58	1 523
35 FTSH (Dawn - EDA)		110	2 903		110	2 903		110	2 903		110	2 903
36 FTSH (Parkway - EDA)		65	1 715		65	1 715		65	1 715		65	1 715
37 STS		216	5 705		216	5 705		216	5 705		216	5 705
38 PdL *		45	1 188		45	1 188		45	1 188		45	1 188
39 St-Flavien *		49	1 289		49	1 292		49	1 289		49	1 292
40 LSR *		216	5 692		216	5 692		216	5 692		216	5 692
41 <b>TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)</b>		<b>1 051</b>	<b>27 731</b>		<b>1 045</b>	<b>27 585</b>		<b>1 051</b>	<b>27 731</b>		<b>1 045</b>	<b>27 585</b>
42 <b>Provision additionnelle avant achat / (vente)</b>		<b>9</b>	<b>242</b>		<b>14</b>	<b>375</b>		<b>9</b>	<b>242</b>		<b>14</b>	<b>377</b>
43 % du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.35/1.34)		0,9%	0,9%		1,4%	1,4%		0,9%	0,9%		1,4%	1,4%
44 <b>Achat / (vente) de transport a priori</b>		<b>1</b>	<b>26</b>		<b>8</b>	<b>211</b>		<b>-3</b>	<b>-79</b>		<b>4</b>	<b>106</b>
45 <b>TOTAL approvisionnements après achat / (vente)</b>		<b>1 052</b>	<b>27 757</b>		<b>1 053</b>	<b>27 796</b>		<b>1 048</b>	<b>27 652</b>		<b>1 049</b>	<b>27 691</b>
45b <b>Variation vs dépôt</b>									<b>-0,38%</b>			<b>-0,38%</b>
46 <b>Provision additionnelle après achat / (vente)</b>		<b>10</b>	<b>268</b>		<b>22</b>	<b>586</b>		<b>6</b>	<b>162</b>		<b>18</b>	<b>483</b>
47 % du total approvisionnements après achat / (vente) (1.37/1.36)			1,0%			2,1%			0,6%			0,6%

\* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2012 (Dépôt) est 37,52

## ÉTUDE DES TAUX D'AMORTISSEMENT

- 6. Références :**
- (i) Pièce B-0063, Gaz Métro-6, document 8, page 8;
  - (ii) Pièce B-0192, Gaz Métro-6, document 8.8, réponse à la question 1.2, page 2.

### Préambule :

(i) « L'utilisation de la méthode ELG est plus précise que la méthode ASL puisqu'elle tient compte du fait que certains actifs sont retirés avant la fin de leur durée de vie utile. Ainsi, la dépense d'amortissement est plus représentative du coût d'utilisation des actifs. »

(ii) En réponse à une DDR de l'UC, la réponse fournie par Gannett Fleming est la suivante :

« The information was provided orally during the interviews. The interviews consisted of a review of the follows topics:

- An overview of the type of assets in service;
- A review of the historic retirement programs and an overview of the historic causes of retirement;
- A discussion regarding any changes in technology or asset composition of the assets;
- A discussion of upcoming capital or retirement projects that will be occurring over the next three to five year period. » [Nous soulignons]

### Demandes :

6.1 Afin de valider le changement de méthodologie proposé (ELG), veuillez indiquer pour la catégorie Distribution, les actifs majeurs que Gaz Métro prévoit ajouter et retirer avant la fin de leur durée de vie utile, et ce, pour les 5 prochaines années.

#### Réponse :

Si le qualificatif « majeur » réfère au seuil de 1,5 M\$, Gaz Métro ne prévoit retirer au cours des cinq prochaines années qu'un seul actif majeur. Il s'agit d'un compresseur de la catégorie Distribution, d'une valeur nette de 1,8 M\$ qui serait retiré avant la fin de sa durée de vie utile. Cette disposition a été soumise à la Régie dans le dossier courant R-3759-2011.

Pour les deux prochaines années, Gaz Métro prévoit actuellement des investissements d'actifs majeurs dans la catégorie Distribution qui seront ajoutés à la base de tarification tel que présenté dans le tableau suivant. Gaz Métro propose une estimation pour les trois années additionnelles afin de permettre d'évaluer les impacts des différentes méthodes. Par ailleurs, la réalisation de ces estimations reste très difficile à prévoir, étant donné qu'elle

est en relation étroite avec l'ajout de grands projets (extension de réseau, etc.), qui ne sont pas encore connus aujourd'hui.

En 000\$	Dossier	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Mise à niveau réservoirs GNL (LSR)	R-3729-2010	6 434					6 434
Petromont	R-3763-2011		11 376				11 376
Thetford Mines	R-3767-2011		7 161				7 161
BA Rouyn	R-3764-2011		1 648				1 648
Pont Jacques Cartier	R-3763-2011		12 154				12 154
St-Denis-sur-Richelieu (Bonduelle)	R-3772-2011		1 177				1 177
Estimation autres projets majeurs		0	0	5 000	5 000	5 000	15 000
<b>Total:</b>		<b>6 434</b>	<b>33 516</b>	<b>5 000</b>	<b>5 000</b>	<b>5 000</b>	<b>54 950</b>

Note 1: Le programme de gestion des actifs n'a pas été présenté (pour plus d'information voir Gaz Métro 11, document 1)

6.2 Veuillez commenter l'ampleur des retraits projetés au cours des 5 prochaines années, par rapport aux projets de dispositions anticipés lors de la dernière étude des taux.

**Réponse :**

La prévision de retrait considérée par l'expert lors de son étude de taux (présentée à la ligne 23 du tableau 1 de la réponse 7.1 ci-après) diffère de la réponse de Gaz Métro à la question 6.1. Lors de l'étude de taux, l'expert base sa prévision sur un historique des retraits de Gaz Métro qu'il ajuste ensuite en fonction des retraits futurs majeurs anticipés par Gaz Métro.

L'historique des retraits permet une première évaluation de la courbe de mortalité de chacune des catégories d'actifs. L'information reçue de la part des ingénieurs permet ensuite à l'expert d'ajuster la courbe de mortalité en fonction de l'information fournie.

Si, par exemple, une accélération des retraits dans le futur est anticipée par l'Ingénierie, cela fera en sorte d'influencer à la baisse la durée de vie des actifs et la durée de vie résiduelle.

Lors de la dernière étude des taux, les discussions de l'expert M. Kennedy avec les ingénieurs responsables de la gestion des actifs chez Gaz Métro ont permis d'identifier que le projet de gestion des actifs ainsi que les projets du ministère des Transports du Québec (MTQ) occasionneront une hausse des retraits futurs. Cet élément a donc été considéré lors de l'étude des taux.

7. **Références :**
- (i) Pièce B-0178, Gaz Métro-6, document 8.1, tableau déposé en réponse à la question 22.5;
  - (ii) Pièce B-0178, Gaz Métro-6, document 8.1, tableau déposé en réponse à la question 22.6;
  - (iii) Pièce B-0178, Gaz Métro-6, document 8.4, page 4.

**Préambule :**

(i) Gaz Métro dépose deux tableaux pour présenter l'impact des taux proposés sur la charge d'amortissement des 5 prochaines années ainsi que sur le coût de service, selon la méthode actuelle (ASL).

(ii) Gaz Métro dépose deux tableaux pour présenter l'impact des taux proposés sur la charge d'amortissement des 5 prochaines années ainsi que sur le coût de service, selon la méthode proposée (ELG).

(iii) « [...] *cette méthode prend en compte que certains actifs d'un même groupe d'actifs possèdent des durées de vie plus courtes, ce qui a pour effet d'augmenter la dépense d'amortissement au début du cycle de vie du groupe d'actifs.* » [Nous soulignons]

**Demandes :**

7.1 Afin de mesurer l'impact du changement de méthode d'amortissement sur l'évolution du coût de service, veuillez inclure au tableau les prévisions des additions et des retraits d'immobilisations sur la période 2012-2016, en prenant pour hypothèse que la méthode actuelle (ASL) serait maintenue.

**Réponse :**

Le tableau 1 présente la prévision de la dépense d'amortissement (ligne 27) et l'impact sur le coût de service (ligne 14) avec les taux proposés de l'étude 2010 (Cause tarifaire 2012) selon la méthode ASL, incluant des prévisions d'additions et de retraits d'immobilisations sur la période 2012-2016.

Au tableau 2, Gaz Métro présente ensuite la prévision de la dépense d'amortissement (ligne 28) et l'impact sur le coût de service (ligne 14) avec les taux de l'étude 2004 (Cause tarifaire 2006) selon la méthode ASL, incluant des prévisions d'additions et de retraits d'immobilisations sur la période 2012-2016.

L'impact de l'étude des taux d'amortissement advenant que la méthode ASL soit maintenue, est présenté à la ligne 15 du tableau 2 et correspond à la différence entre les lignes 14 des tableaux 1 et 2.

**ANALYSE IMPACT TARIFAIRE**  
**TABLEAU 1**

<b>IMPACT SUR LES TARIFS</b>						
<b>ÉTUDE DES TAUX ET NOUVELLES CATÉGORIES</b>						
<b>ASL avec coûts d'abandon</b>						
<i>000\$ CAD</i>						
		Coût du capital prospectif après impôts 6.53%		Coût du capital prospectif avant impôts 8.14%		
No. ligne		2012	2013	2014	2015	Moyenne 2012 à 2016
1	Immobilisations corporelles - solde début (voir note 1)	1 445 046 \$	1 478 679 \$	1 539 946 \$	1 585 517 \$	1 536 036 \$
2	Additions nettes (voir note 2)	71 338 \$	101 888 \$	86 283 \$	89 545 \$	88 846 \$
3	AMORTISSEMENT (voir note 3)	(37 705 \$)	(40 621 \$)	(40 712 \$)	(44 068 \$)	(42 051 \$)
4	Immobilisations corporelles - solde fin	1 478 679 \$	1 539 946 \$	1 585 517 \$	1 630 994 \$	1 582 832 \$
5						
6	<b>BASE DE TARIFICATION MOYENNE (L1+L4) / 2</b>	<b>1 461 863 \$</b>	<b>1 509 313 \$</b>	<b>1 562 732 \$</b>	<b>1 608 256 \$</b>	<b>1 559 434 \$</b>
7						
8	<b>IMPACT COÛT DE SERVICE</b>					
9						
10	RENDEMENT SUR LA BASE (L6 * 6,53%)	95 460 \$	98 558 \$	102 046 \$	105 019 \$	101 831 \$
11	IMPÔTS - Rendement sur la base (L6 * (8,14% - 6,53%))	23 536 \$	24 300 \$	25 160 \$	25 893 \$	25 107 \$
12	AMORTISSEMENT (Moins (L27))	76 343 \$	79 506 \$	79 661 \$	83 108 \$	80 980 \$
13						
14	<b>IMPACT SUR LE COÛT DE SERVICE</b>	<b>195 339 \$</b>	<b>202 364 \$</b>	<b>206 867 \$</b>	<b>214 020 \$</b>	<b>207 918 \$</b>

**Note 1: Solde au début année 2012, Référence Gaz-Métro- 8, Document 18, page 1 de 1**

Solde non amorti (ligne 90)	1 446 324
moins : actif non réglémenté (ligne 1)	(1 278)
	1 445 046

**Note 2: Additions nettes**

	2012	2013	2014	2015	2016
Additions (note 4)	107 242	137 792	122 187	125 449	131 080
Retraits (coûts)	(35 904)	(35 904)	(35 904)	(35 904)	(35 904)
	71 338	101 888	86 283	89 545	95 176

**Note 3: Amortissement net**

	2012	2013	2014	2015	2016
Dépenses d'amortissement (note 5)	(76 343)	(79 506)	(79 661)	(83 108)	(86 284)
Coûts d'abandons	4 651	2 981	3 045	3 136	3 232
Retraits (amortissement)	33 987	35 904	35 904	35 904	35 904
	(37 705)	(40 621)	(40 712)	(44 068)	(47 148)

**Note 4: Solde additions année 2012, Référence Gaz-Métro- 6, Document 4, page 1**

Additions (colonne 2, ligne 23)	102 810
Mise à niveau réservoirs GNL (colonne 1, ligne 7)	2 767
Projet SAP 2B (colonne 1, ligne 8)	1 665
	107 242

**Note 5: Amortissement année 2012, Référence GazMétro -6, document 8, annexe B, page 2**

**ANALYSE IMPACT TARIFAIRE**  
**TABLEAU 2**

<b>IMPACT SUR LES TARIFS</b>							
<b>ÉTUDE DES TAUX ET NOUVELLES CATÉGORIES</b>							
<b>Taux actuels Cause 2006 (ASL avec coûts abandon)</b>							
<i>000\$ CAD</i>							
No. ligne		Coût du capital prospectif après impôts 6.53%			Coût du capital prospectif avant impôts 8.14%		
		2012	2013	2014	2015	2016	Moyenne 2012 à 2016
1	<b>Immobilisations corporelles - solde début (voir note 1)</b>	1 445 046 \$	1 467 381 \$	1 516 887 \$	1 550 370 \$	1 583 437 \$	1 512 624 \$
2	Additions nettes (voir note 2)	71 338 \$	101 888 \$	86 283 \$	89 545 \$	95 176 \$	88 846 \$
3	AMORTISSEMENT (voir note 3)	(49 003 \$)	(52 382 \$)	(52 800 \$)	(56 478 \$)	(59 878 \$)	(54 108 \$)
4	Immobilisations corporelles - solde fin	1 467 381 \$	1 516 887 \$	1 550 370 \$	1 583 437 \$	1 618 735 \$	1 547 362 \$
5							
6	<b>BASE DE TARIFICATION MOYENNE (L1+L4) / 2</b>	1 456 214 \$	1 492 134 \$	1 533 629 \$	1 566 904 \$	1 601 086 \$	1 529 993 \$
7							
8	<b>IMPACT COÛT DE SERVICE</b>						
9							
10	RENDEMENT SUR LA BASE (L6 * 6,53%)	95 091 \$	97 436 \$	100 146 \$	102 319 \$	104 551 \$	99 909 \$
11	IMPÔTS - Rendement sur la base (L6 * (8,14% - 6,53%))	23 445 \$	24 023 \$	24 691 \$	25 227 \$	25 777 \$	24 633 \$
12	AMORTISSEMENT (Moins (L28))	87 641 \$	91 267 \$	91 749 \$	95 518 \$	99 014 \$	93 038 \$
13							
14	<b>IMPACT SUR LE COÛT DE SERVICE</b>	<b>206 177 \$</b>	<b>212 727 \$</b>	<b>216 586 \$</b>	<b>223 064 \$</b>	<b>229 342 \$</b>	<b>217 579 \$</b>
15	<b>IMPACT NET MARGINAL SUR LE COÛT DE SERVICE</b>	<b>(10 838 \$)</b>	<b>(10 363 \$)</b>	<b>(9 719 \$)</b>	<b>(9 044 \$)</b>	<b>(8 340 \$)</b>	<b>(9 661 \$)</b>

17 **Note 1: Solde au début année 2012, Référence Gaz-Métro- 8, Document 18, page 1 de 1**

18	Solde non amorti (ligne 90)	1 446 324
19	moins : actif non réglementé (ligne 1)	(1 278)
20		1 445 046

22	<b>Note 2: Additions nettes</b>	2012	2013	2014	2015	2016
23	Additions (note 4)	107 242	137 792	122 187	125 449	131 080
24	Retraits (coûts)	(35 904)	(35 904)	(35 904)	(35 904)	(35 904)
25		71 338	101 888	86 283	89 545	95 176

27	<b>Note 3: Amortissement net</b>	2012	2013	2014	2015	2016
28	Dépenses d'amortissement (note 5)	(87 641)	(91 267)	(91 749)	(95 518)	(99 014)
29	Coûts d'abandons	4 651	2 981	3 045	3 136	3 232
30	Retraits (amortissement)	33 987	35 904	35 904	35 904	35 904
31		(49 003)	(52 382)	(52 800)	(56 478)	(59 878)

33 **Note 4: Solde additions année 2012, Référence Gaz-Métro- 6, Document 4, page 1**

34	Additions (colonne 2, ligne 23)	102 810
35	Mise à niveau réservoirs GNL (colonne 1, ligne 7)	2 767
36	Projet SAP 2B (colonne 1, ligne 8)	1 665
37		107 242

38 **Note 5: Amortissement année 2012, Référence GazMétro -6, document 8, annexe B, page 2**

- 7.2 Veuillez indiquer les impacts sur le tarif de Gaz Métro, pour les 5 prochaines années, si la méthode actuelle (ASL) était maintenue.

**Réponse :**

Vous référer à la ligne 15 (impact net marginal sur le coût de service) du tableau 2 présenté en réponse à la question 7.1.

- 7.3 Afin de tenir compte de l'amortissement plus rapide de l'ensemble des immobilisations et afin de mesurer l'impact du changement de méthode d'amortissement sur l'évolution du coût de service, veuillez inclure les prévisions des additions et des retraits d'immobilisations sur la période 2012-2016, en prenant pour hypothèse que la méthode proposée (ELG) était retenue par la Régie et mise en application à partir de l'année 2012.

**Réponse :**

Le tableau 3 présente la prévision de la dépense d'amortissement (ligne 28) et l'impact sur le coût de service (ligne 14) avec les taux proposés de l'étude 2010 (Cause tarifaire 2012) selon la méthode ELG, incluant des prévisions d'additions et de retraits d'immobilisations sur la période 2012-2016. L'impact de l'étude des taux d'amortissement advenant que la méthode ELG soit adoptée, est présenté à la ligne 15 du tableau 3 et correspond à la différence entre l'impact sur le coût de service (ligne 14) présenté au tableau 3 et l'impact sur le coût de service (ligne 14) de l'application des taux de l'étude 2004 (Cause tarifaire 2006) selon la méthode ASL présenté au tableau 2.



**ANALYSE IMPACT TARIFAIRE**  
**TABLEAU 3**

<b>IMPACT SUR LES TARIFS</b>							
<b>ÉTUDE DES TAUX ET NOUVELLES CATÉGORIES</b>							
<b>ELG avec coûts abandon</b>							
<i>000\$ CAD</i>							
		Coût du capital prospectif après impôts 6.53%			Coût du capital prospectif avant impôts 8.14%		
No. ligne		2012	2013	2014	2015	2016	Moyenne 2012 à 2016
1	<b>Immobilisations corporelles - solde début (voir note 1)</b>	1 445 046 \$	1 467 343 \$	1 516 577 \$	1 549 731 \$	1 582 411 \$	1 512 222 \$
2	Additions nettes (voir note 2)	71 338 \$	101 888 \$	86 283 \$	89 545 \$	95 176 \$	88 846 \$
3	AMORTISSEMENT (voir note 3)	(49 041 \$)	(52 654 \$)	(53 129 \$)	(56 865 \$)	(60 322 \$)	(54 402 \$)
4	Immobilisations corporelles - solde fin	1 467 343 \$	1 516 577 \$	1 549 731 \$	1 582 411 \$	1 617 265 \$	1 546 665 \$
5							
6	<b>BASE DE TARIFICATION MOYENNE (L1+L4) / 2</b>	1 456 195 \$	1 491 960 \$	1 533 154 \$	1 566 071 \$	1 599 838 \$	1 529 444 \$
7							
8	<b>IMPACT COÛT DE SERVICE</b>						
9							
10	RENDEMENT SUR LA BASE (L6 * 6,53%)	95 090 \$	97 425 \$	100 115 \$	102 264 \$	104 469 \$	99 873 \$
11	IMPÔTS - Rendement sur la base (L6 * (8,14% - 6,53%))	23 445 \$	24 021 \$	24 684 \$	25 214 \$	25 757 \$	24 624 \$
12	AMORTISSEMENT (Moins (L27))	87 679 \$	91 539 \$	92 078 \$	95 905 \$	99 458 \$	93 332 \$
13							
14	<b>IMPACT SUR LE COÛT DE SERVICE</b>	<b>206 213 \$</b>	<b>212 985 \$</b>	<b>216 877 \$</b>	<b>223 383 \$</b>	<b>229 685 \$</b>	<b>217 829 \$</b>
15	<b>IMPACT NET MARGINAL SUR LE COÛT DE SERVICE</b>	<b>36 \$</b>	<b>258 \$</b>	<b>291 \$</b>	<b>319 \$</b>	<b>343 \$</b>	<b>250 \$</b>
16							
17	<b>Note 1: Solde au début année 2012, Référence Gaz-Métro- 8, Document 18, page 1 de 1</b>						
18	Solde non amorti (ligne 90)	1 446 324					
19	moins : actif non régleménté (ligne 1)	(1 278)					
20		1 445 046					
21							
22	<b>Note 2: Additions nettes</b>						
23		2012	2013	2014	2015	2016	
24	Additions (note 4)	107 242	137 792	122 187	125 449	131 080	
25	Retraits (coûts)	(35 904)	(35 904)	(35 904)	(35 904)	(35 904)	
26		71 338	101 888	86 283	89 545	95 176	
27	<b>Note 3: Amortissement net</b>						
28		2012	2013	2014	2015	2016	
29	Dépenses d'amortissement (note 5)	(87 679)	(91 539)	(92 078)	(95 905)	(99 458)	
30	Coûts d'abandons	4 651	2 981	3 045	3 136	3 232	
31	Retraits (amortissement)	33 987	35 904	35 904	35 904	35 904	
32		(49 041)	(52 654)	(53 129)	(56 865)	(60 322)	
33	<b>Note 4: Solde additions année 2012, Référence Gaz-Métro- 6, Document 4, page 1</b>						
34	Additions (colonne 2, ligne 23)	102 810					
35	Mise à niveau réservoirs GNL (colonne 1, ligne 7)	2 767					
36	Projet SAP 2B (colonne 1, ligne 8)	1 665					
37		107 242					
38							
39	<b>Note 5: Amortissement année 2012, Référence GazMétro -6, document 8, annexe B, page 2</b>						

7.4 Veuillez indiquer les impacts sur le tarif de Gaz Métro, pour les 5 prochaines années, si la méthode proposée (ELG) était retenue.

**Réponse :**

Vous référer à la ligne 15 (impact net marginal sur le coût de service) du tableau 3 présenté en réponse à la question 7.3.

- 8. Références :**
- (i) Pièce B-0178, Gaz Métro-6, document 8.3, pages 2-3;
  - (ii) Pièce B-0178, Gaz Métro-6, document 8.4, page 4.

**Préambule :**

(i) Gaz Métro indique que selon les analyses effectuées jusqu'à maintenant et les interprétations disponibles à l'heure actuelle, les méthodes ASL et ELG répondent aux critères des normes comptables IFRS ainsi qu'aux critères des US GAAP.

(ii) « *Gaz Métro note une augmentation importante des pertes sur disposition dans les dernières années et croit que la méthode ELG, telle qu'expliquée à la réponse 25.1, permettra une diminution de ses pertes sur disposition. En effet, cette méthode prend en compte que certains actifs d'un même groupe d'actifs possèdent des durées de vie plus courtes, ce qui a pour effet d'augmenter la dépense d'amortissement au début du cycle de vie du groupe d'actifs.* »

**Demande :**

8.1 Dans la mesure où la méthode actuelle répond autant aux critères des IFRS qu'à ceux des US GAAP, veuillez indiquer les raisons (à l'exception du motif invoqué à la référence (ii)) qui justifient le changement de méthodologie souhaité à la présente étude des taux. En d'autres mots, quels sont les nouveaux facteurs, depuis la dernière étude des taux, qui incitent Gaz Métro à vouloir modifier maintenant la méthodologie présentement en vigueur.

**Réponse :**

**Nouveaux facteurs depuis la dernière étude des taux :**

Lors de l'étude des taux de la Cause tarifaire 2006, Gaz Métro ignorait que la méthode ELG existait, les différentes méthodes ASL et ELG n'avaient pas été abordées avec le consultant de l'époque.

**Voici d'autres raisons qui justifient le changement de méthodologie :**

- (i) « *Gannett Fleming also notes that the use of the ELG method eliminates the intergenerational inequities that are caused by the ASL method. Because the depreciation expense is aligned with the consumption of service value, ratepayers at any point in time are*

*only charged with the depreciation expense associated with the consumption of service value of assets for which those same ratepayers had the benefit of service. »*

(i) Références : Dossier R-3752-2011, pièce Gaz Métro-6, document 8, Annexe A, page II-34

Aussi selon M. Kennedy,

*« The ELG procedure provides the most accurate matching of the depreciation expense to the consumption of the capital invested in utility assets. The fact that it results in a lower rate base is correct, based on the expectation that not all assets are retired from service at the same age. However, the lowered rate base is completely consistent with the consumption of the service value, and should be lower. »*

*Depreciation for regulatory purposes is meant to recognize the loss in service value not restored by current maintenance, incurred in connection with the consumption or prospective retirement of utility plant in the course of service for which causes are known to be in current operation and against which the utility is not protected by insurance. The ultimate goal is to fully depreciate utility assets when their ability to provide utility service has completely expired. Depreciation policies should not be used to manipulate the amount of return that will be earned by the utility. Any method that attempts to use the depreciation component of revenue requirement to smooth rates is not correct from a depreciation concept view. The components used in determining the rate to apply in return on rate base calculations (while acknowledging that the rate base is impacted by depreciation expense), are in no way inter-related, and should not be allowed. »*

De plus, Gaz Métro constate une augmentation du solde de la déviation durant les dernières années. Le tableau suivant présente la variation annuelle de la déviation pour les catégories des actifs de Distribution :

Solde des déviations de 2003 à 2010 - Distribution						
Déviations présentées dans l'amortissement cumulé des immobilisations corporelles						
000\$CAD						
Année financière	Catégories Conduites	Catégories Branchements	Catégorie Compteurs	Autres catégories (postes de détente, etc)	Total Distribution	Montant cumulatif
Solde de début						10 204
2003-2004	variation 793	1 967	446		3 206	13 411
2004-2005	variation 1 096	320	578	253	2 247	15 657
2005-2006	variation 1 636	1 092	2 043	45	4 816	20 473
2006-2007	variation 578	1 539	2 343	61	4 521	24 994
2007-2008	variation 758	1 267	3 190	208	5 422	30 416
2008-2009	variation 1 207	584	2 407	-7	4 190	34 606
2009-2010	variation 1 634	1 416	2 302	195	5 547	40 153

Le solde de déviation, avant amortissement, est passé de 13,4 M\$ à 34,6 M\$ dans le courant de la présente étude (2004 à 2009). Cette augmentation importante est attribuable à une croissance des retraits d'actifs. Ce facteur renforce Gaz Métro dans la décision d'adopter une méthode de détermination des taux d'amortissement plus précise qui prend en compte la durée de vie plus courte de certains actifs composant une catégorie d'actifs.

Gaz Métro vise à être juste et équitable envers les générations de clients et toutes les raisons ci-haut mentionnées l'incitent à proposer la méthodologie ELG plutôt qu'ASL.

**9. Référence :** Pièce B-0178, Gaz Métro-6, document 8.8, page 3.

**Préambule :**

En réponse à une DDR de la Régie, Gaz Métro présente l'historique des soldes de déviation pour les catégories du compte Distribution.

La Régie constate l'ampleur des soldes de déviation, dont le solde de fin s'élève à plus de 150 M\$.

**Demandes :**

9.1 Advenant que la Régie autorise la nouvelle méthodologie (ELG) proposée par Gaz Métro, veuillez commenter sur la possibilité d'amortir le solde de déviation.

**Réponse :**

Contrairement à ce qui est mentionné au préambule, le solde de déviation de fin (2010) s'élève à 40 M\$. L'historique du solde de déviation pour les catégories du compte de distribution présenté à la pièce B-0178, Gaz Métro-6, Document 8.4, page 3 est un montant cumulatif (voir le tableau présenté précédemment à la question 8.1).

Le solde de déviation cumulé au 30 septembre 2009 est pris en compte dans la détermination des taux d'amortissement de la présente étude. Ainsi, la dépense d'amortissement annuelle prévue par l'étude pour la déviation est d'environ 2,8 M\$.

Il est bon de rappeler que le solde cumulé au 30 septembre 2004 a été partiellement amorti puisqu'il a été pris en compte dans l'établissement des taux lors de la dernière étude des taux. Les données de déviation présentées sont des données historiques qui ne tiennent pas compte de l'amortissement pris à ce jour sur ces montants. Ces derniers sont cumulés dans l'amortissement accumulé sans être identifiés distinctement.

Lors de la prochaine étude, le taux d'amortissement sera révisé en tenant compte du nouveau solde de déviation cumulé durant la période et en ajustant la durée résiduelle de la catégorie ce qui aura comme impact d'ajuster le taux d'amortissement.

9.2 Veuillez indiquer comment Gaz Métro envisagerait traiter le solde de déviation, le cas échéant.

**Réponse :**

Gaz Métro envisage le maintien de la pratique actuelle qui prévoit déjà un amortissement annuel de 2,8 M\$.

**10. Référence :** Pièce B-0178, Gaz Métro-15, document 10.1, page 2.

**Préambule :**

*« Advenant que la Régie juge insuffisante la proposition de Gaz Métro, il serait tarifairement possible de réduire les crédits octroyés aux clients interruptibles du volet A en considérant des nombres maximum de jours d'interruption dans la formule d'équilibrage inférieurs à ceux requis au plan d'approvisionnement.*

*En réponse aux questions 3.4, 5.2 et 5.3 de la FCEI, Gaz Métro présente aux pièces Gaz Métro-12, Documents 3 et 5 des prix d'équilibrage selon divers nombres de jours maximums d'interruption. »*

**Demandes :**

10.1 Veuillez confirmer que, selon la possibilité que Gaz Métro évoque en référence, le nombre de jours d'interruption maximum utilisé dans le calcul du tarif d'équilibrage serait inférieur au nombre de jours d'interruption maximum prévu aux Conditions de service et tarif.

**Réponse :**

Gaz Métro le confirme.

10.2 Le cas échéant, veuillez indiquer s'il serait possible que les clients interruptibles reçoivent une compensation dans le cas où le nombre de jours d'interruption réel dépasserait le nombre de jours utilisé dans le calcul du tarif d'équilibrage jusqu'à concurrence du nombre de jours maximum prévu aux Conditions de service et tarif. Si oui, veuillez préciser quelles seraient les modalités d'établissement de cette compensation.

**Réponse :**

Advenant l'utilisation d'un nombre de jours d'interruption inférieur au nombre maximum prévu aux *Conditions de service et Tarif* dans le calcul du prix d'équilibrage, il serait effectivement envisageable que les clients interruptibles reçoivent une compensation dans le cas où le nombre réel de jours d'interruption dépasserait le nombre de jours utilisé dans le calcul du prix d'équilibrage, jusqu'à concurrence du nombre maximum prévu.

Toutefois, Gaz Métro est hésitante à se positionner – aujourd'hui – de façon précise sur des modalités d'établissement de cette compensation. En effet, dans le contexte d'une vision tarifaire, donc de décisions prises dans une optique à long terme, et dans le contexte plus précis où le groupe de travail n'a pas terminé ses réflexions sur le service d'équilibrage ainsi que sur les multipoints de livraison, Gaz Métro juge prématuré, à ce moment-ci, de proposer une modification potentiellement temporaire.

Dans l'éventualité où la Régie opterait pour l'option discutée ci-dessus, Gaz Métro propose respectueusement le maintien des niveaux de compensation actuellement définis à l'article 16.5.6 des *Conditions de service et Tarifs* au 1<sup>er</sup> décembre 2010. Des modifications à certains articles du texte des *Conditions de service et Tarif* seraient cependant apportées de façon à refléter cette option.

Par la suite, selon les conclusions du groupe de travail sur le service d'équilibrage, les modalités précises d'établissement de cette compensation seront alors définies, le cas échéant, et déposées à la Régie pour approbation.