

**PLAN**  
**D'APPROVISIONNEMENT GAZIER**  
**HORIZON 2013 - 2015**

## T A B L E D E S M A T I È R E S

<b>LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE .....</b>	<b>5</b>
<b>SOMMAIRE .....</b>	<b>8</b>
<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>11</b>
<b>1. VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER.....</b>	<b>12</b>
1.1. Offre et demande du gaz naturel .....	12
1.2. Prix du gaz naturel .....	20
1.3. Références.....	26
<b>2. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE.....</b>	<b>27</b>
2.1. Hypothèses économiques.....	27
2.2. Hypothèses énergétiques.....	28
<b>3. SITUATION CONCURRENTIELLE.....</b>	<b>31</b>
3.1. Grandes entreprises.....	32
3.2. Petit et moyen débits.....	33
3.2.1. Marché résidentiel.....	34
3.2.2. Marché affaires .....	35
<b>4. PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2012) .....</b>	<b>35</b>
4.1. Livraisons 2011-2012 pour le marché des grandes entreprises .....	36
4.2. Livraisons 2011-2012 pour le marché des petit et moyen débits .....	38
<b>5. PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2013-2015 .....</b>	<b>39</b>
5.1. Scénario de base 2013-2015 .....	40
5.1.1. Livraisons 2013-2015 pour le marché des grandes entreprises.....	40
5.1.2. Livraisons 2013-2015 pour le marché des petit et moyen débits .....	42
5.1.3. Livraisons globales (scénario de base).....	45
5.2. Scénario favorable .....	46
5.3. Scénario défavorable .....	48
5.4. Comparaison des plans d'approvisionnement 2013-2015 et 2012-2014.....	50

<b>6. ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU .....</b>	<b>52</b>
6.1. Méthodologie du calcul des probabilités .....	52
6.2. Probabilités de réalisation des scénarios pour 2013 à 2015.....	54
6.3. Aperçu sur trois ans .....	57
<b>7. CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2013-2015 .....</b>	<b>57</b>
7.1. Transport.....	59
7.2. Fourniture de gaz naturel .....	60
7.3. Autres sources d'approvisionnement .....	61
7.4. Équilibrage .....	62
7.5. Conclusion .....	63
<b>8. CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS .....</b>	<b>63</b>
8.1. Fourniture de gaz naturel .....	63
8.1.1. Clients en service de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro .....	63
8.1.2. Clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété .....	67
8.2. Transport.....	68
8.2.1. Coûts de transport.....	70
8.3. Équilibrage .....	70
8.3.1. Coûts d'entreposage.....	72
<b>9. PLANIFICATION D'APPROVISIONNEMENTS .....</b>	<b>72</b>
9.1. Planification pour l'année 2012-2013.....	73
9.1.1. Demande et sources d'approvisionnement gazier.....	73
9.1.2. Journée de pointe .....	74
9.1.3. Évaluation du volume pour une journée à 39 DJ et vent moyen à cette température.....	76
9.1.4. Débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême.....	76
9.1.5. Établissement des outils du plan d'approvisionnement 2013.....	79
9.1.6. Stratégie de renouvellement des transports FTLH et FTSH et analyse de rentabilité.....	82
9.1.7. Coefficient d'utilisation FTLH .....	86

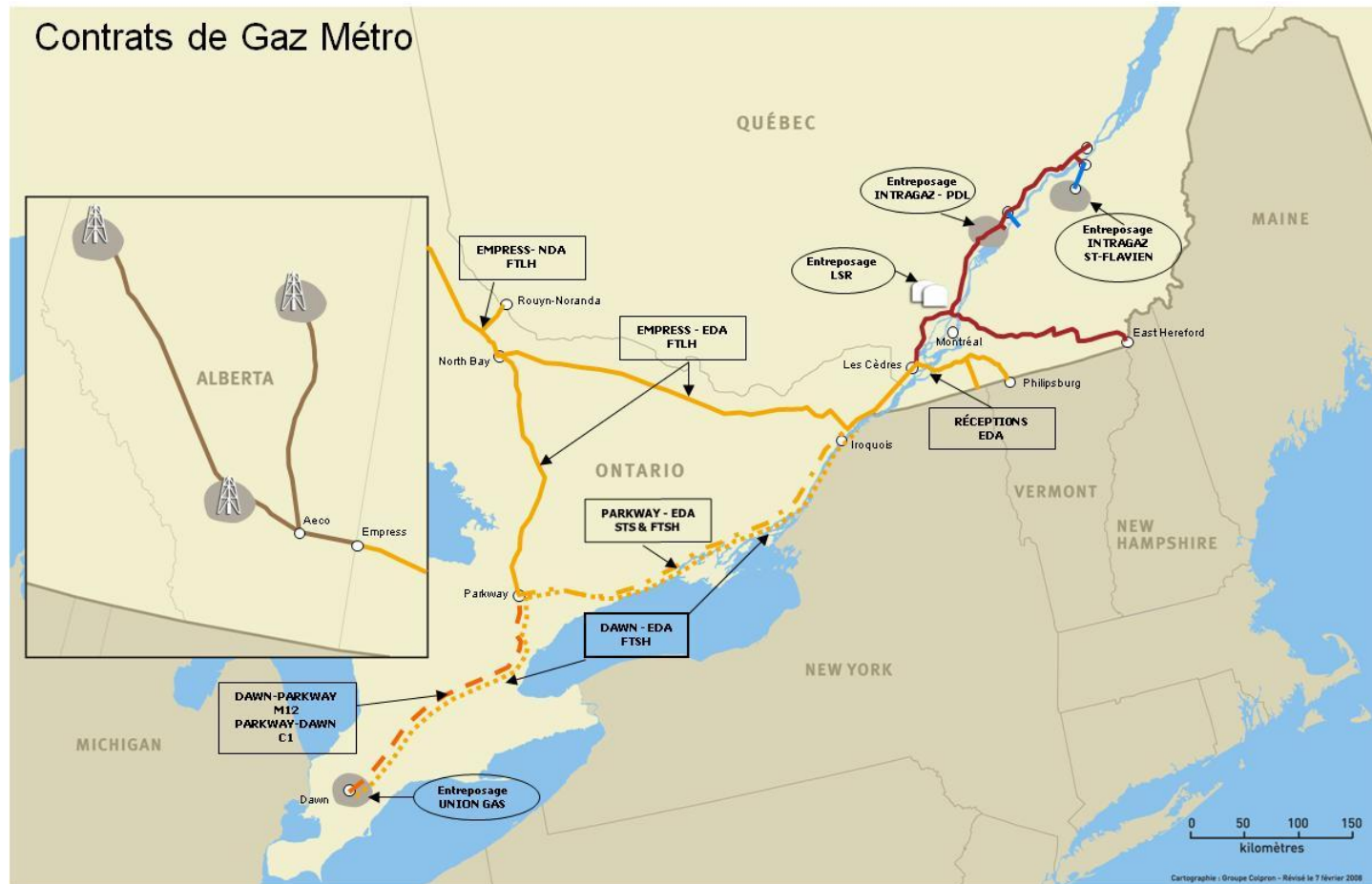
9.2. Plan d'approvisionnement 2013-2015 – scénarios de base, favorable et défavorable .....	87
9.2.1. Fourniture de gaz naturel.....	87
9.2.2. Transport.....	87
9.2.3. Équilibrage .....	88
9.3. Impact de la température .....	88
9.4. Scénario favorable .....	88
9.5. Scénario défavorable .....	89
9.6. Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement .....	89
<b>10. REVENUS D'OPTIMISATION PRÉVUS .....</b>	<b>89</b>
<b>CONCLUSION.....</b>	<b>90</b>

1 **LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE**

2	<b>AECO</b>	Point situé en Alberta représentant le lieu d'accumulation des puits de
3		production
4	<b>Dawn</b>	Point situé dans le sud de l'Ontario
5	<b>Degrés-jours</b>	Différence entre le seuil de 13°C et la température moyenne quotidienne;
6		les degrés-jours servent à déterminer les volumes de chauffage par
7		rapport à la température extérieure
8	<b>Empress</b>	Point situé à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan qui constitue
9		le point d'interconnexion entre le réseau intra-Alberta de TCPL et le
10		réseau principal du transporteur
11	<b>FTLH</b>	Firm Transportation Long Haul; service de transport ferme de TCPL entre
12		Empress et GMI EDA/NDA, est également utilisé au sens large pour
13		caractériser tout service de transport ferme contracté entre Empress et
14		GMI EDA/NDA
15	<b>FTSH</b>	Firm Transportation Short Haul; service de transport ferme de TCPL entre
16		Dawn et GMI EDA, est également utilisé au sens large pour caractériser
17		tout service de transport ferme contracté entre Dawn et GMI EDA
18	<b>« Futures »-contrat à terme</b>	
19		Prix d'achat ou vente offert par une tierce partie pour une commodité
20		(molécule, transport ou différentiel de lieu) en fonction d'une période
21		déterminée et d'un lieu de livraison
22	<b>Gigajoule (GJ)</b>	1 milliard de joules = 10 <sup>9</sup> joules
23	<b>GNL</b>	Gaz naturel liquéfié
24	<b>GMI EDA</b>	Ensemble des points d'interconnexions entre le système de Gaz Métro et
25		ceux de TCPL/TQM qui sont situés dans la zone de livraison GMI EDA
26		(« Eastern Delivery Area ») de TCPL
27	<b>GMI NDA</b>	Ensemble des points d'interconnexions entre le système de Gaz Métro et
28		celui de TCPL qui sont situés dans la zone de livraison NDA (« Northern
29		Delivery Area ») de TCPL
30	<b>Iroquois</b>	Point situé au sud de la frontière du Québec et de l'Ontario et qui
31		constitue le point d'interconnexion entre le réseau principal de TCPL et le
32		réseau de Iroquois Gas Transmission System
33	<b>Joule</b>	Unité de mesure de l'énergie – 1 m <sup>3</sup> équivaut à 37 890 000 joules
34	<b>LSR</b>	Liquéfaction Stockage Regazéification; abréviation utilisée pour désigner
35		l'usine de gaz naturel liquide de Gaz Métro
36	<b>Parkway</b>	Point situé dans le sud de l'Ontario, au nord-est de Dawn
37	<b>PIB</b>	Produit intérieur brut; somme des valeurs des biens et services issus de
38		la production à l'intérieur des frontières d'un pays

- 1 **STS** Storage Transportation Service; service de transport ferme entre Parkway
- 2 et GMI EDA; ce service est disponible du 1<sup>er</sup> novembre au 15 avril
- 3 inclusivement de chaque saison hivernale
- 4 **TCPL** TransCanada PipeLines Limited
- 5 **TQM** Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

1 Carte 1



Légende

- |      |           |       |     |
|------|-----------|-------|-----|
| Nova | Union Gas | SCGM  | VGS |
| TCPL | TQM       | PNGTS |     |

1 **SOMMAIRE**

2 Selon les hypothèses économiques et énergétiques retenues par Gaz Métro, la demande de la  
3 clientèle<sup>1</sup> pour les années 2013 à 2015 se présente comme suit :

Catégorie de clientèle	Demande avant interruptions (scénario de base) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		
	2013	2014	2015
Grandes entreprises	2 853,1	2 958,8	2 994,8
Petit et moyen débits	2 644,5	2 625,7	2 630,3
<b>TOTAL</b>	<b>5 497,6</b>	<b>5 584,4</b>	<b>5 625,2</b>

4 La position concurrentielle actuellement favorable du gaz naturel face aux autres sources  
5 d'énergie et le maintien anticipé de cette position sur un horizon de moyen terme se traduisent  
6 en de nouvelles ventes et en des hausses de consommation chez des clients existants qui  
7 permettent d'assurer une croissance des livraisons. Entre 2012 (révision budgétaire 5/7) et  
8 2013, première année du plan d'approvisionnement, une hausse de 0,4 % de la demande en  
9 gaz naturel est prévue ; une augmentation de 2,3 % est ensuite constatée sur l'horizon du plan,  
10 entre 2013 et 2015. La hausse provient essentiellement des nouvelles ventes prévues au cours  
11 des prochaines années, elles-mêmes stimulées par la position concurrentielle favorable du gaz  
12 naturel par rapport aux autres sources d'énergie.

13 Ce plan a été développé en faisant l'hypothèse que Gaz Métro est responsable de contracter  
14 les capacités de transport nécessaires pour rencontrer la totalité de la demande dans son  
15 marché, considérant tout de même le transport fourni par les clients. Les modalités du tarif qui  
16 s'appliquent aux clients désirant contracter leur propre transport (cession ou préavis de sortie)  
17 font en sorte que Gaz Métro sera tenue indemne des choix des clients.

18 Gaz Métro devra, pour la durée du plan, contracter les outils d'approvisionnement nécessaires  
19 pour rencontrer la demande en journée de pointe des clients en service continu, la demande  
20 annuelle des clients en service continu et, dans la mesure du possible, celle des clients en

---

<sup>1</sup> Les volumes associés aux ventes de GNL ne sont pas inclus dans ces prévisions.



1 service interruptible. Les approvisionnements doivent par ailleurs être suffisamment flexibles  
2 pour faire face aux fluctuations de volumes résultant des aléas climatiques et des conditions  
3 économiques. Le plan d'approvisionnement considère également les impacts des ventes  
4 de GNL.

5 Sur l'horizon du plan, Gaz Métro doit contracter de la capacité de transport pour approvisionner  
6 la demande prévue de la clientèle sous les scénarios de base découlant des hypothèses  
7 économiques et énergétiques retenues.

8 En plus de l'ajout de ces capacités, Gaz Métro a pris des actions pour réduire les coûts  
9 d'approvisionnement.

- 10 • Pour l'année 2013, Gaz Métro remplacera une capacité de transport FTLH par du  
11 transport sur le marché secondaire.
- 12 • À compter de 2014, Gaz Métro a contracté un échange sur le marché secondaire entre  
13 Dawn et son territoire pour une période de 10 ans, effectif au 1<sup>er</sup> novembre 2013. De  
14 plus, cette transaction sera jumelée à un échange entre Empress et Dawn de novembre  
15 2013 à octobre 2015 pour répondre aux besoins opérationnels relatifs à la clientèle en  
16 service de fourniture avec ou sans transfert de propriété ou ayant une entente à prix fixe  
17 (clientèle en achat direct).

- 18 • [ ]

19 Plus spécifiquement pour l'année 2012-2013, la demande en journée de pointe est évaluée à  
20 29 077 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour et le débit quotidien pour répondre à une demande en hiver extrême est de  
21 29 441 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Les principales modifications à la structure d'approvisionnement sont les  
22 suivantes :

- 1 • Non-renouvellement de capacité de transport FTLH auprès de TCPL de 957 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour  
2 au 1<sup>er</sup> novembre 2012 ;
- 3 • Achat de transport entre Empress et GMI EDA de 868 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour sur le marché  
4 secondaire de novembre 2012 à septembre 2013 ;
- 5 • Achat de transport entre Dawn et GMI EDA de 607 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour sur le marché secondaire  
6 de décembre 2012 à mars 2013 ;
- 7 • Achat de transport entre Empress et GMI EDA de 546 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour sur le marché  
8 secondaire de décembre 2012 à mars 2013.

9 Il est à noter qu'à compter de 2016, des changements majeurs seront effectués à la  
10 structure d'approvisionnement. Gaz Métro a participé à des appels de soumissions de TCPL  
11 et Union Gas pour contracter des capacités de transport entre Dawn et son territoire  
12 (GMI EDA et GMI NDA) et déplacer la presque totalité de ses approvisionnements vers  
13 Dawn dès le 1<sup>er</sup> novembre 2015<sup>1</sup>. Les soumissions de Gaz Métro ont été acceptées en mai  
14 2012. Au cours du projet « multipoint », ce virage avait été identifié, mais avec une  
15 application potentielle en novembre 2016. Ce déplacement, plus tôt que prévu, entraînera  
16 une réduction importante des coûts d'approvisionnement de plus de 10 %, considérant les  
17 tarifs actuels de TCPL. Le détail de ce changement de structure est présenté à la pièce  
18 Gaz Métro-1, Document 16.

---

<sup>1</sup> À la suite de la réception d'un avis de TCPL, la date initiale du 1<sup>er</sup> novembre 2014 a été reportée (Réf : B-0048 –  
Lettre de déplacement vers Dawn).

1   **INTRODUCTION**

2   Ce plan d'approvisionnement, couvrant les années 2013 à 2015, est préparé par Gaz Métro en  
3   vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (« le  
4   Règlement ») (c. R-6.01, r. 8).

5   Il est à noter que cette pièce couvrira le plan annuel et le plan triennal, tant au niveau de la  
6   prévision de la demande que des approvisionnements gaziers.

7   Pour le développement du plan d'approvisionnement, Gaz Métro exposera initialement la vision  
8   long terme du contexte gazier. Elle expliquera le contexte économique et énergétique dans  
9   lequel elle prévoit évoluer au cours des trois prochaines années, ainsi que la situation  
10   concurrentielle qui en découlera.

11   Avant de présenter les prévisions de la demande pour le plan triennal, Gaz Métro commentera  
12   les écarts dans les prévisions de livraisons pour l'année en cours, soit la différence entre la  
13   prévision établie lors de la Cause tarifaire 2012 et celle établie lors de l'exercice budgétaire  
14   5/7 2012 (5 mois réels / 7 mois projetés) utilisée pour la présente Cause.

15   Considérant les différentes hypothèses et la prévision 5/7 pour l'année en cours, Gaz Métro  
16   exposera par la suite la prévision de la demande, par type de clientèle, pour les années 2013 à  
17   2015.

18   Pour établir les bases de son plan d'approvisionnement, Gaz Métro détaillera le contexte gazier  
19   dans lequel elle évolue plus spécifiquement et, conséquemment, sa stratégie  
20   d'approvisionnement sur l'horizon du plan. En fonction de ces constats, le plan  
21   d'approvisionnement pour 2013-2015 sera présenté, considérant les diverses informations  
22   prescrites au *Règlement*. Les données particulières à la planification de l'année financière 2013  
23   seront également détaillées.

24   Gaz Métro intégrera dans le présent document le suivi demandé par la Régie à la décision  
25   D-2011-182 relatif à la présentation des prix à différents points de livraison du nord-est  
26   américain.

27   Les autres sujets d'analyse identifiés en suivi par la Régie sont présentés distinctement, soit :

- 28       ➤ Décision D-2011-153 : une comparaison, pour chacune des cinq dernières années  
29       disponibles, des prix mensuels à Dawn et des prix mensuels des achats de Gaz Métro  
30       effectués à Dawn - Pièce Gaz Métro-1, Document 15 ;

- 1       ➤ Décision D-2011-164 : la présentation d'une solution globale à la problématique des  
2       approvisionnements multipoint des clients en achat direct - Pièce Gaz Métro-1,  
3       Document 16.

4 Il est à noter que les éléments suivants sont présentés dans des documents distincts :

- 5       ➤ L'historique comparatif de la demande et de la journée de pointe entre les prévisions et  
6       le réel observé – Gaz Métro-1, Document 13 ;  
7       ➤ La description détaillée des méthodes d'établissement des coûts pour les ventes de  
8       GNL à Gaz Métro Solutions Transport - Pièce Gaz Métro-1, Document 14.

## 9 **1. VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER**

10 La présente section a pour but de présenter la vision à long terme de Gaz Métro en matière  
11 d'approvisionnement gazier.

### 12 **1.1. Offre et demande du gaz naturel <sup>1</sup>**

13 Actuellement, Gaz Métro et sa clientèle s'approvisionnent essentiellement à partir de deux  
14 points : Empress à la frontière de l'Alberta et Dawn dans le sud de l'Ontario. Empress est  
15 situé au sein de la région productrice du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC).  
16 Dawn est un carrefour d'échange situé au cœur d'un centre de consommation dans le sud  
17 de l'Ontario. Ces deux carrefours sont intégrés au marché nord-américain du gaz naturel et  
18 le prix du gaz à chacun de ces points reflète en grande partie l'équilibre de l'offre et de la  
19 demande continentale. Il faut donc analyser le marché gazier dans l'ensemble continental  
20 pour bien comprendre la dynamique des approvisionnements de Gaz Métro. Une attention  
21 particulière doit être portée au développement rapide des réserves de gaz de shale qui  
22 depuis environ quatre ou cinq ans change en profondeur le système d'approvisionnement  
23 gazier en territoire nord-américain.

24 Le prix du gaz naturel à ces points d'échange (Empress et Dawn) est également influencé  
25 par les conditions régionales de marché. Par exemple, le développement de certains  
26 champs gaziers, tels que celui de Marcellus et potentiellement celui de l'Utica dans l'État de

---

<sup>1</sup> Pour les références de cette section, voir la sous-section 1.3.

1 l'Ohio, a un impact spécifique sur le marché de l'est du Canada alors que le déclin de la  
2 production gazière du BSOC a un effet sur le marché de cette région.

### 3 **La révolution du gaz de shale**

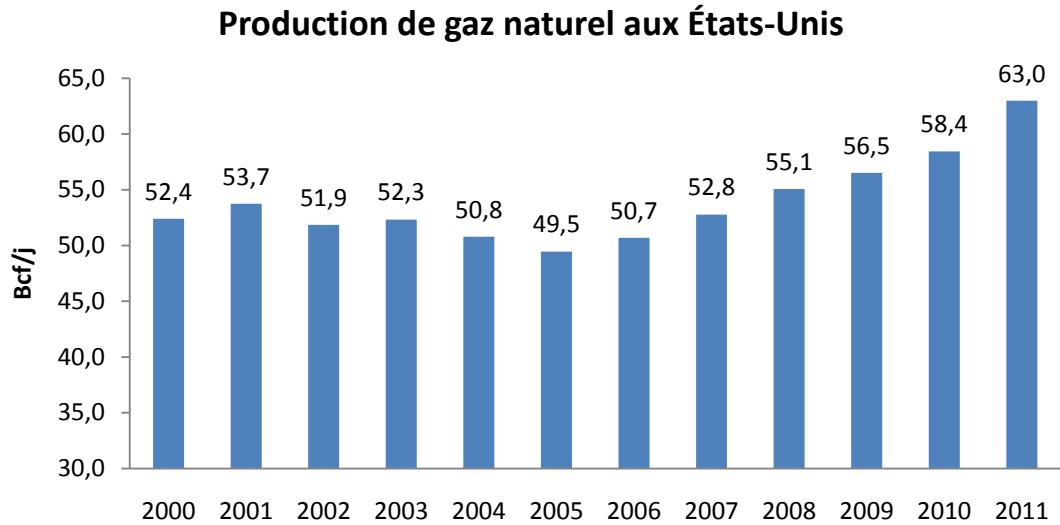
4 Le paysage gazier sur tout le continent s'est beaucoup modifié avec la croissance de la  
5 production de gaz de shale. Rappelons qu'avant 2007, la production gazière, qui reposait  
6 essentiellement sur le développement des réserves classiques, était en déclin. L'Amérique  
7 comptait sur les importations de gaz naturel liquéfié pour maintenir l'équilibre entre l'offre et  
8 la demande gazière. Durant la période de 2003 à 2008, les prix moyens du gaz à Empress  
9 dépassaient 7 \$/GJ avec des pointes qui allaient au-delà de 12 \$/GJ.

10 Les nouvelles technologies de forage comme le forage horizontal et le fractionnement  
11 hydraulique ont commencé à être utilisées à plus grande échelle autour de 2007 et ont  
12 changé drastiquement le contexte gazier. Ces nouvelles technologies ont permis de  
13 rentabiliser le développement des ressources gazières non conventionnelles comme les gaz  
14 de shale. Actuellement, le forage horizontal représente plus de 70 % de l'ensemble des  
15 forages gaziers aux États-Unis<sup>1</sup>. Il est non seulement utilisé dans l'exploitation des gaz de  
16 shale, mais également dans les gisements de réserves classiques moins perméables. Les  
17 producteurs de pétrole utilisent aussi de plus en plus ce type de technologie.

### 18 **La production gazière aux États-Unis**

19 La production de gaz naturel aux États-Unis a augmenté de 29 % entre janvier 2007 et  
20 décembre 2011<sup>2</sup>. En 2011, la production de gaz de shale représentait 37 % de la production  
21 globale de gaz naturel aux États-Unis. La firme PIRA estime que cette portion passera à  
22 43 % en 2012.<sup>3</sup>

1 Graphique 1



2 La carte ci-après illustre les principaux bassins de gaz de shale en Amérique du Nord.

3 Carte 2

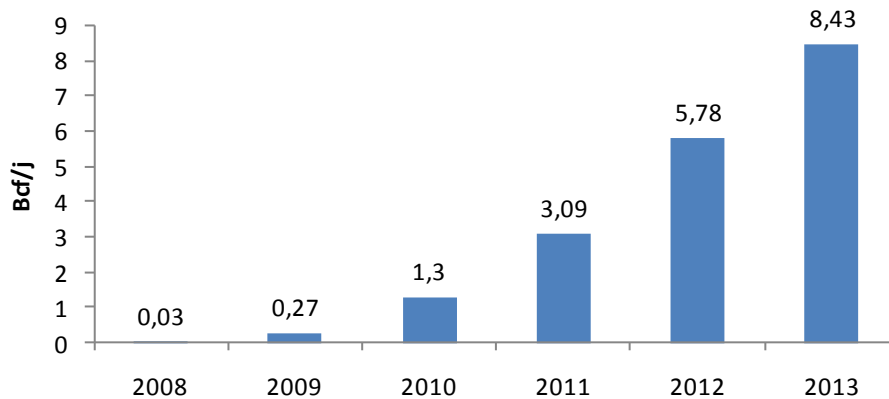


1 *Source : Energy Information Administration*

2 Le secteur de Barnett a été le premier grand succès qu'a connu l'industrie du gaz naturel en  
3 matière de développement de gaz de shale. La production de Barnett a par la suite été  
4 dépassée par celle de Haynesville en 2011. En mai 2012, il se produisait 5,4 Bcf/jour à  
5 Barnett et 8,0 Bcf/jour à Haynesville. Quant à la production de Marcellus, elle s'élevait à  
6 5,6 Bcf/jour. PIRA estime qu'elle atteindra 10 Bcf/jour d'ici la fin de 2013, ce qui fera de  
7 Marcellus le plus gros bassin de gaz de shale en Amérique<sup>3</sup>. Marcellus est tout  
8 particulièrement intéressant pour Gaz Métro compte tenu de sa proximité avec son territoire.

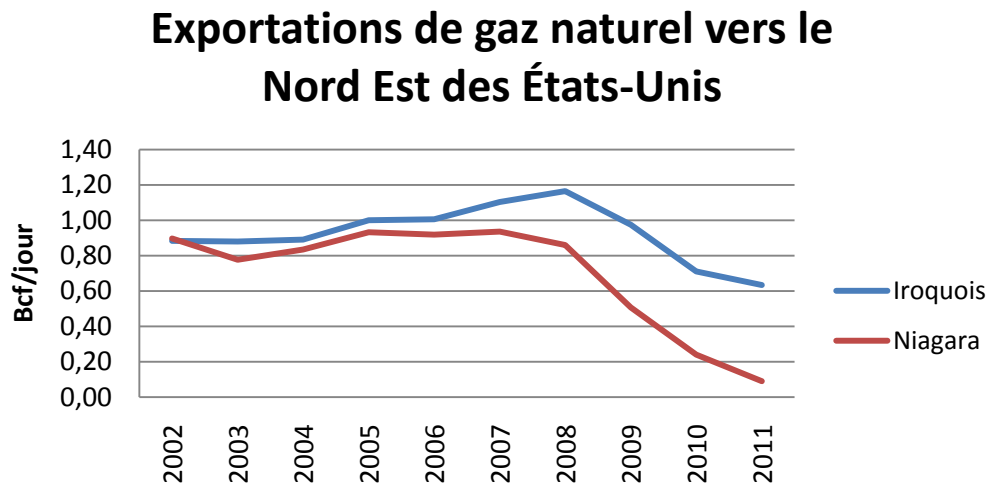
9 **Graphique 2**

### Production annuelle moyenne de Marcellus



*Source : PIRA (mai 2012)*

10 À mesure que de nouveaux bassins de gaz de shale sont développés, de nouvelles routes  
11 de transport par gazoduc sont érigées et les mouvements gaziers traditionnels se modifient.  
12 La production gazière de Marcellus déplace déjà des approvisionnements qui,  
13 traditionnellement, desservait le marché du nord-est américain. Les exportations de gaz  
14 canadien transitant par Waddington et Niagara ont diminué de 65 % entre 2008 et 2011<sup>4</sup>.

1 **Graphique 3**

Source : Office national de l'énergie

2 Le gaz de Marcellus prend donc le relais du gaz canadien. Qui plus est, des projets  
 3 présentement en cours de réalisation permettront bientôt l'acheminement physique du gaz  
 4 de Marcellus vers le Canada. Jusqu'à récemment, le nord-est des États-Unis importait la  
 5 très grande partie du gaz naturel qu'il consommait. Il deviendra sous peu une région  
 6 exportatrice.

7 Par ailleurs, l'industrie du gaz naturel aux États-Unis démontre de plus en plus d'intérêt à  
 8 explorer les shales de l'Utica dans l'État de l'Ohio. Les shales de l'Utica sont localisés sous  
 9 les shales de Marcellus, mais couvrent une plus grande superficie (voir Carte 2). Cette  
 10 région est riche en liquides de gaz naturel dont la valeur est très élevée sur le marché.  
 11 L'exploitation des shales de l'Utica de l'État d'Ohio pourrait également jouer un rôle  
 12 important dans la dynamique de marché de l'est du Canada, car ce bassin est situé tout  
 13 juste au sud de Dawn. La production de l'Utica est encore à ses débuts, mais le Energy  
 14 Information Administration (EIA) s'attend à une augmentation significative au cours des  
 15 prochaines années<sup>5</sup>.

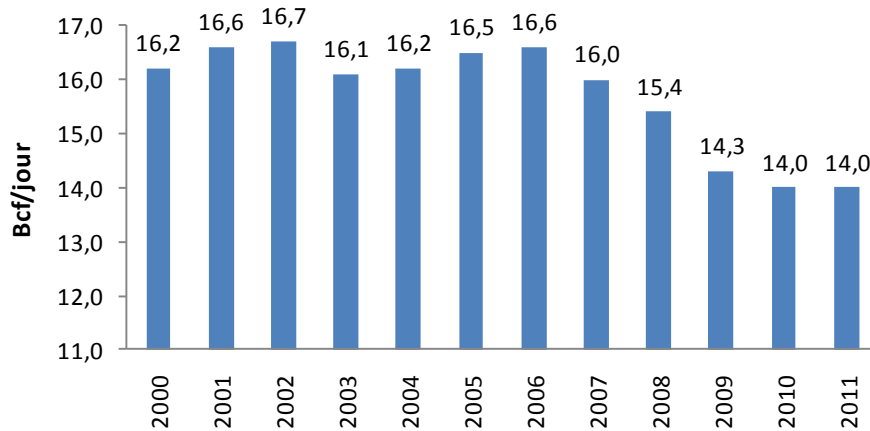
### 16 **La situation au Canada**

17 Le développement du gaz de shale au Canada est à un stade moins avancé qu'aux États-  
 18 Unis et contrairement à nos voisins du sud, la production de gaz naturel est en baisse au  
 19 Canada depuis 2006.



1 **Graphique 4**

**Production canadienne de gaz naturel**



2 *Source : Statistique Canada*

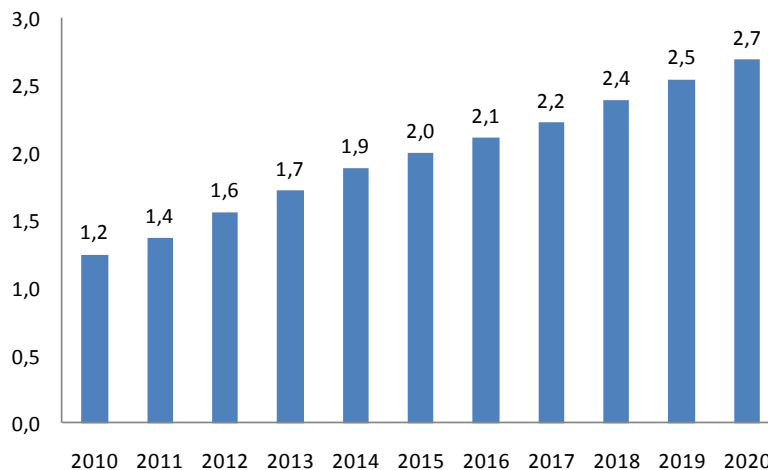
3 L'Office national de l'énergie (ONÉ) n'est pas très optimiste quant à la croissance de la  
4 production gazière au Canada. Il estime que la capacité de production du gaz naturel au  
5 Canada sur l'horizon 2011-2014 diminuera de 7 % à 18 %, selon le scénario de prix<sup>6</sup>. L'ONÉ  
6 n'est pas plus optimiste quant à l'augmentation de la production de gaz au Canada à plus  
7 long terme. Selon ses prévisions, la production canadienne restera sous la barre des  
8 15 Bcf/jour jusqu'en 2020<sup>7</sup>. Elle pourrait augmenter par la suite si le gazoduc entre la mer de  
9 Beaufort dans les Territoires du Nord-Ouest et le réseau pipelinier du nord de l'Alberta est  
10 construit et donne accès au gaz naturel de la vallée du Mackenzie.

11 La baisse de la production canadienne au cours des prochaines années sera accompagnée  
12 par une croissance de la demande dans l'Ouest canadien venant principalement de  
13 l'industrie des sables bitumineux. L'exploitation, l'extraction et la valorisation des sables  
14 bitumineux en Alberta requièrent une très grande quantité de gaz naturel. L'ONÉ prévoit que  
15 la production de pétrole brut canadien provenant des sables bitumineux passera de 1,6 à  
16 3,3 millions de barils par jour de 2010 à 2020. En 2010, il a fallu 1,2 Bcf/jour de gaz naturel  
17 pour produire 1,6 million de barils par jour de pétrole provenant des sables bitumineux. Cela  
18 représente aujourd'hui 9 % de la production canadienne de gaz naturel et plus de deux fois  
19 la consommation du Québec. L'ONÉ estime que l'augmentation de la production de pétrole

1 brut extrait des sables bitumineux d'ici 2020 portera à 2,7 Bcf/jour la consommation de gaz  
2 naturel de ce secteur<sup>7</sup>.

3 **Graphique 5**

**Utilisation du gaz naturel pour la  
production des sables bitumineux -  
Bcf/jour**



Source : ONÉ

4 La croissance de la demande pour le gaz naturel de l'Ouest canadien ne viendra pas  
5 uniquement des besoins régionaux, mais aussi des marchés d'exportation. L'écart entre les  
6 prix nord-américains du gaz naturel et le marché mondial a fait naître en Amérique plusieurs  
7 projets de liquéfaction du gaz naturel à des fins d'exportation sur les marchés  
8 internationaux. La Colombie-Britannique compte actuellement sept projets de liquéfaction de  
9 gaz naturel<sup>8</sup>. Au nombre de ceux-ci, le projet de Kitimat a déjà reçu ses permis de  
10 construction. En octobre 2011, l'ONÉ a autorisé Kitimat à exporter jusqu'à 10 millions de  
11 tonnes de GNL par année pendant 20 ans (équivalant environ à 1,3 Bcf/jour). La mise en  
12 service de Kitimat est prévue en 2015<sup>9</sup>.

13 En fonction de ce qui précède, on peut déduire que moins de gaz naturel du bassin  
14 sédimentaire de l'Ouest canadien sera disponible pour desservir les marchés du nord-est du  
15 continent. D'ailleurs, l'ONÉ écrivait ce qui suit dans sa décision d'accorder une licence  
16 d'exportation au projet Kitimat :

1           *« Plus particulièrement, l'Office reconnaît que les volumes de gaz tirés du BSOC et*  
2           *exportés vers les marchés de l'est ont baissé, tandis que les importations des États-Unis*  
3           *ont augmenté. L'Office souligne que cet état de choses témoigne du fonctionnement*  
4           *continu du marché et il s'attend à ce que du gaz naturel américain continue de répondre*  
5           *à une partie de la demande canadienne. »*<sup>9</sup>

6           Une des conséquences de cette situation est que les volumes transitant d'ouest en est sur  
7           le gazoduc de TCPL diminueront encore plus avec pour conséquence l'augmentation des  
8           tarifs de transport, car les coûts totaux seront répartis sur un plus petit volume. Rappelons  
9           que le taux entre Empress et le territoire de Gaz Métro était de 1,64 \$/GJ en 2010. Au  
10          1<sup>er</sup> mars 2011, il a augmenté à 2,24 \$/GJ.

### 11          **Le carrefour d'échange de Dawn**

12          Le carrefour de Dawn est relié à dix gazoducs provenant des États-Unis et du Canada qui  
13          lui donnent accès à la plupart des grands bassins d'approvisionnement en Amérique soit, le  
14          BSOC, les Rocheuses américaines, le « Mid-continent » et le golfe du Mexique<sup>10</sup>. Par  
15          opposition, le gaz échangé à AECO/Empress provient uniquement du BSOC où la  
16          production est en déclin.

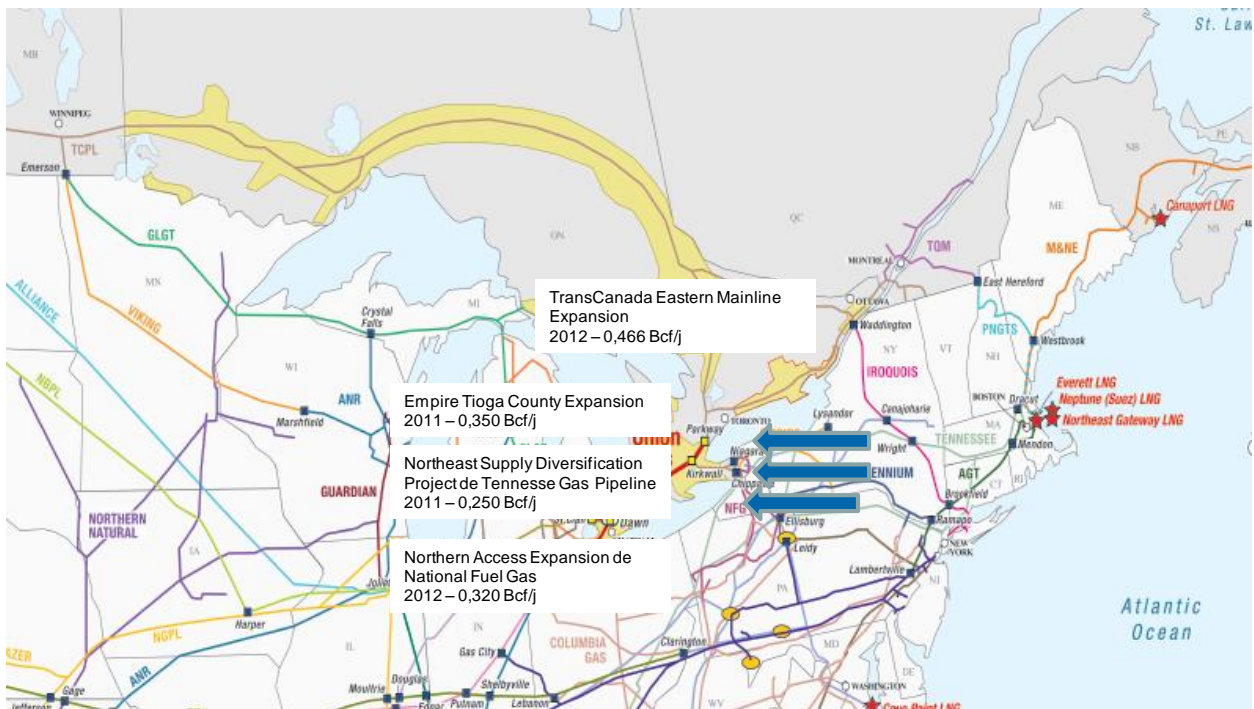
17          À court terme, Dawn sera raccordé physiquement au bassin de Marcellus. Quatre projets  
18          visent à relier Dawn aux shales de Marcellus :

- 19           1. « Empire Tioga County Extension » dont le promoteur est Empire Pipeline a été mis  
20           en service à l'automne 2011. Ce projet, d'une capacité de 350 MMpc/jour, permet de  
21           transporter le gaz de Marcellus jusqu'à Chippawa<sup>11</sup>.
- 22           2. Northern Access Expansion, dont le promoteur est National Fuel Gas, sera mis en  
23           service en novembre 2012. Sa capacité est de 320 MMpc/jour et sa destination est  
24           Niagara<sup>12</sup>.
- 25           3. Northeast Supply Diversification Project, dont le promoteur est la Tennessee Gas  
26           Pipeline Company, a novembre 2012 comme date de mise en service. Sa capacité  
27           est de 250 MMpc/jour et sa destination est Niagara<sup>13</sup>.
- 28           4. Enfin, du côté canadien, TCPL a reçu en mai 2012 une décision positive de l'ONÉ  
29           concernant sa demande de modifier son système afin d'inverser le flux gazier et de  
30           transporter du gaz de Niagara et Chippawa vers le sud de l'Ontario dès novembre  
31           2012<sup>14</sup>.

1 Lorsque ces projets seront réalisés, Marcellus s'ajoutera aux autres bassins gaziers qui  
2 approvisionnent le carrefour gazier de Dawn. La connexion de Dawn à Marcellus  
3 augmentera le positionnement stratégique de ce carrefour en ajoutant à la diversité des  
4 approvisionnements et en augmentant la liquidité.

5 À plus longue échéance, l'entreprise Spectra étudie la possibilité pour 2017 de construire un  
6 nouveau pipeline entre l'État de l'Ohio et l'Ontario afin d'acheminer le gaz de l'Utica. Il s'agit  
7 donc d'une autre source potentielle d'approvisionnement augmentant davantage la liquidité  
8 à Dawn<sup>15</sup>.

9 **Carte 3**



Source : Union Gas

10 **1.2. Prix du gaz naturel**

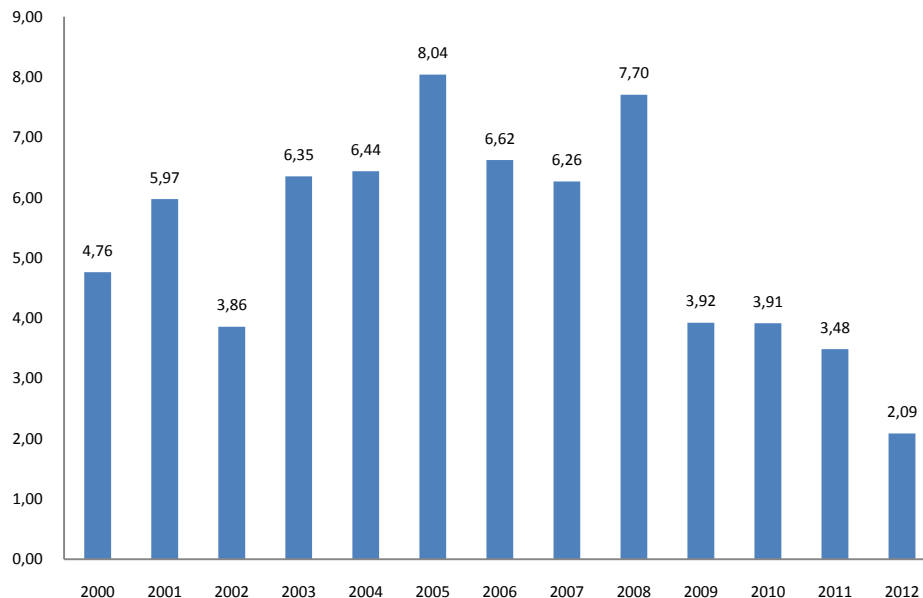
11 Tous les marchés gaziers du Canada et des États-Unis font partie d'un même marché  
12 intégré et sont influencés par la situation d'offre et de demande globale sur le continent. Les  
13 prix du gaz naturel au Canada comme aux États-Unis ont atteint leur niveau le plus bas des  
14 10 dernières années. Les prix à AECO en Alberta se sont établis en moyenne à 3,48 \$/GJ

1 en 2011 et à 2,09 \$/GJ pour les quatre premiers mois de 2012. Cette situation s'explique  
2 par une offre continentale de gaz naturel qui se maintient à des niveaux élevés. Elle  
3 s'explique aussi par une baisse importante de la demande durant l'hiver 2011-2012 en  
4 raison des températures plus chaudes que la normale.

5 La production gazière demeure élevée malgré la faiblesse des prix du gaz naturel, car  
6 l'augmentation de la productivité a eu un effet à la baisse sur les coûts de production. De  
7 plus, les producteurs orientent leurs activités vers le développement de réserves de gaz de  
8 shale riches en liquides, tels que le pentane, le butane, le propane et l'éthane. Le prix des  
9 liquides étant fortement relié au prix du pétrole, les revenus provenant de leur vente rendent  
10 encore plus lucrative l'exploitation de certains gisements de gaz de shale. Une partie de la  
11 production gazière est également associée à des forages ciblant l'exploitation du pétrole.

12 **Graphique 6**

**Prix du gaz naturel à Aeco - \$can/GJ**

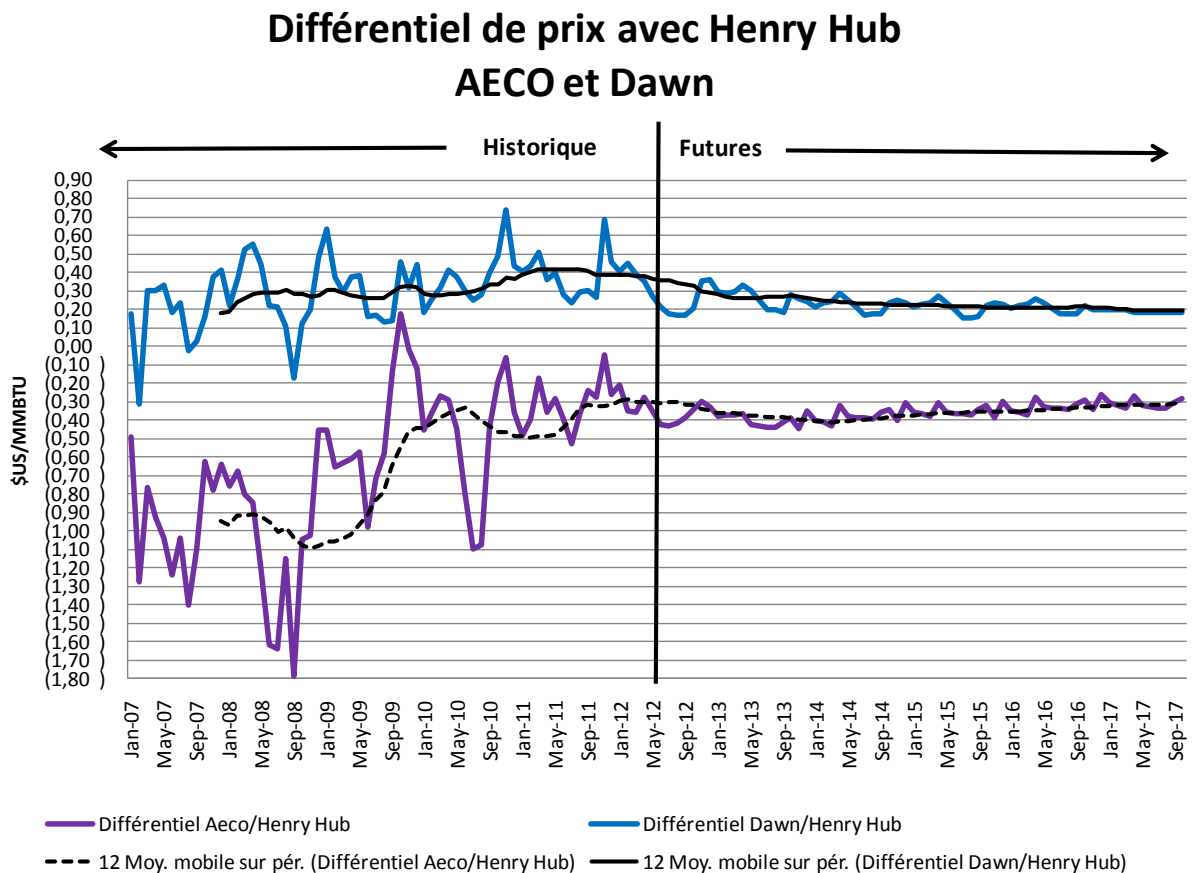


\* Pour 2012 : moyenne janvier à mai

13 Il est intéressant de constater que le prix du gaz naturel en Alberta a baissé même si la  
14 production du BSOC est en déclin. Les consommateurs de gaz canadien bénéficient de  
15 l'augmentation de l'offre aux États-Unis. Par contre, les conditions locales de marché ont  
16 aussi un effet sur les prix du gaz à un lieu donné. Cet effet s'observe notamment au niveau

des prix relatifs des différents points d'échange du gaz naturel. Il est habituel de comparer les prix en tant que différentiels par rapport au prix du carrefour Henry Hub. À cet égard, la pièce Gaz Métro-1, Document 2, présente l'évolution historique et la valeur des « Futures » des différentiels de lieu par rapport à Henry Hub pour différents points d'échange du gaz naturel dans le nord-est des États-Unis. Le Graphique 7 trace le différentiel de prix d'AECO et Dawn par rapport à Henry Hub :

Graphique 7



Source : Tierce partie

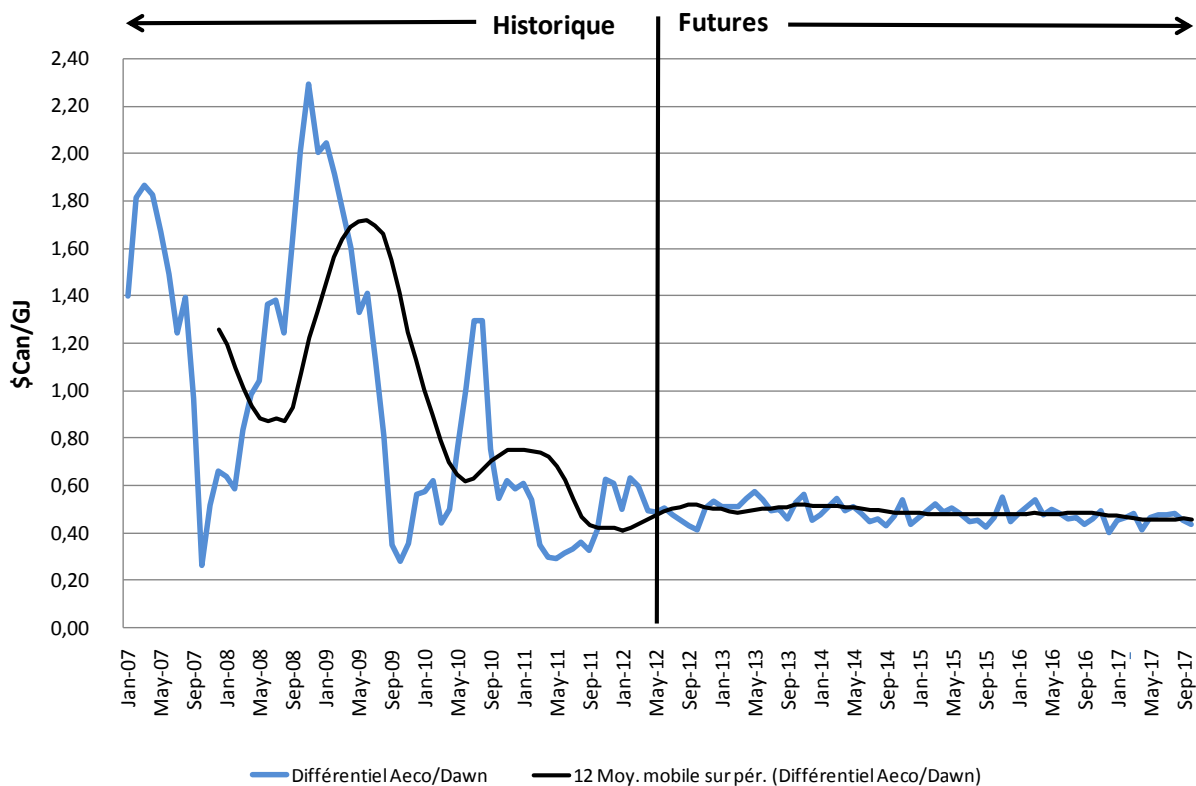
Le différentiel de prix AECO-Henry Hub a fortement augmenté au cours des dernières années. En 2007, le prix à AECO se transigeait en moyenne à 0,94 \$US/MMBtu en deçà de celui de Henry Hub. En 2011, le différentiel moyen s'établissait à - 0,32\$/MMBtu. Ainsi, malgré la baisse des prix observée à AECO, le prix du gaz dans l'Ouest canadien s'est

1 accru par rapport à Henry Hub. Sur la période de mai 2012 à octobre 2017, le marché  
2 financier projette un différentiel de prix de - 0,36 \$/MMBtu en moyenne.

3 Le différentiel de prix entre Dawn et Henry Hub a également augmenté sur la période 2007-  
4 2011, mais d'une manière moins prononcée que pour AECO. L'écart se situait à  
5 0,18 \$US/MMBtu en 2007 et à 0,39 \$US/MMBtu en 2011. Les « Futures » quant à eux,  
6 montrent une tendance à la baisse jusqu'en 2017, laquelle s'explique probablement par  
7 l'effet de Marcellus. L'écart entre ces deux courbes correspond au différentiel de prix entre  
8 AECO et Dawn.

### 9 Graphique 8

Différentiel de prix entre AECO et Dawn



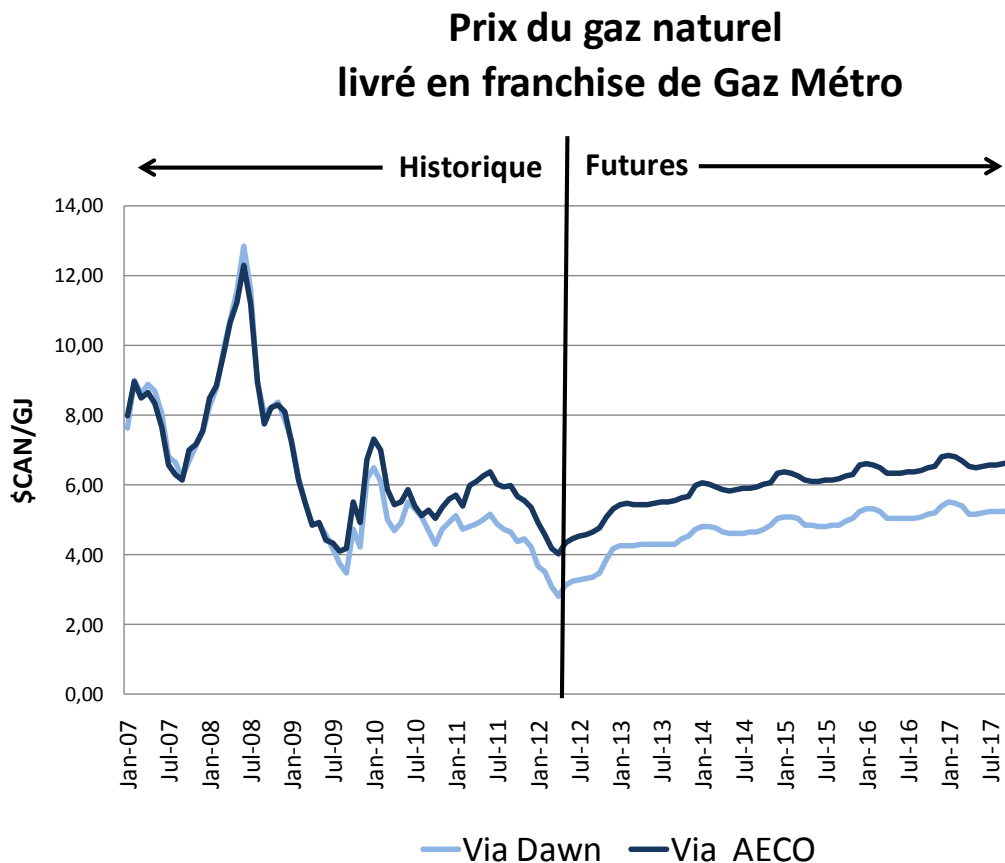
Source : Tierce partie

10 Le différentiel de prix entre AECO et Dawn a diminué de façon substantielle ces dernières  
11 années et le marché financier indique que cette tendance se maintiendra avec un écart  
12 entre AECO et Dawn fluctuant entre 0,40 et 0,60 \$/GJ sur la période de mai 2012 à octobre

1 2017. Le tarif de transport de TCPL sur le tronçon AECO-Dawn est actuellement de  
2 2,44 \$/GJ (0,20 \$ entre AECO et Empress et 2,24 \$ entre Empress et Dawn). Le marché  
3 financier actuel indique qu'il est plus économique d'acheter du gaz directement à Dawn  
4 plutôt que de l'acheter à AECO et de payer le tarif de transport actuel ainsi que le gaz de  
5 compression.

6 La comparaison des routes de transport AECO-GMI EDA et Dawn-GMI EDA présenté au  
7 Graphique 9 amène Gaz Métro à la même conclusion. Sur la période 2012-2017, le prix du  
8 gaz livré à Montréal inclut le coût du gaz à AECO ou à Dawn, le coût du gaz de  
9 compression et les tarifs actuels de transport sur TCPL (FTLH pour AECO et FTSH pour  
10 Dawn).

11 **Graphique 9**



Source : Tierce partie et Gaz Métro



1       **Stratégie de Gaz Métro**

2       Bien que la plupart des prévisionnistes anticipent que le gaz naturel restera très avantageux  
3       au cours des prochaines années, nul ne peut prévoir avec certitude les prix du gaz naturel.

4       Gaz Métro n'a aucun contrôle sur le prix de la molécule en Amérique du Nord. Par contre,  
5       Gaz Métro prend les dispositions nécessaires pour gérer avec soin les risques inhérents à  
6       ses approvisionnements gaziers. Au nombre de ces dispositions, notons :

- 7           • un suivi du développement du gaz de shale en territoire nord-américain, notamment  
8           en ce qui concerne l'impact qu'aura le développement de la production de Marcellus  
9           sur la dynamique régionale des prix ;
- 10          • un déplacement de ses approvisionnements vers Dawn ;
- 11          • un appui au développement du biométhane au Québec ;
- 12          • une stratégie d'achats de produits dérivés qui, advenant un marché haussier et  
13          volatil, vise à protéger les clients contre les flambées de prix et à profiter des  
14          occasions ponctuelles pour faire en sorte que le gaz naturel soit concurrentiel dans  
15          ses principaux marchés.

16       **En résumé**

17       La production du bassin sédimentaire de l'ouest du Canada est en déclin et l'augmentation  
18       de la demande prévue des sables bitumineux et des projets d'exportation de gaz naturel  
19       liquéfié en Colombie-Britannique contribuera à diminuer la disponibilité de cette source  
20       d'approvisionnement vers l'est. Gaz Métro porte un intérêt particulier au développement des  
21       bassins gaziers situés dans le nord-est américain tels que Marcellus et Utica. Les projets  
22       d'infrastructure actuellement en cours de réalisation permettront d'acheminer dès 2012 le  
23       gaz de Marcellus vers le sud de l'Ontario augmentant la liquidité du carrefour Dawn et son  
24       positionnement stratégique.

25       Dans ce contexte, le différentiel de prix entre AECO et Dawn a diminué de façon  
26       substantielle ces dernières années et est inférieur au tarif de transport sur TCPL. Le marché  
27       financier indique que cette tendance se maintiendra dans l'avenir et qu'il est plus  
28       économique d'acheter du gaz directement à Dawn plutôt que de l'acheter à AECO et de le  
29       transporter vers l'est.

1       **1.3. Références**

2       Vous trouverez ci-dessous la liste des sources dont il est fait référence tout au long de la  
3       section 1.

4       (1)    PIRA, US Gas Rig Activity as of May 25, 2012

5       (2)    Energy Information Administration, site internet

6       (3)    PIRA, North American Natural Gas, May 25, 2012

7       (4)    Office national de l'énergie, site internet

8       (5)    Energy Information Administration, Today in Energy, October 11, 2011

9       (6)    Office national de l'énergie, Productibilité à court terme de gaz naturel au  
10       Canada 2012-2014

11       (7)    Office national de l'énergie, Avenir énergétique du Canada - Offre et demande  
12       énergétiques à l'horizon 2035

13       (8)    LNG Daily's Terminal Tracker - Liquefaction, May 22, 2012

14       (9)    Office national de l'énergie, Motifs de décision, KM LNG Operating General  
15       Partnership,GH-1-2011, octobre 2011

16       (10)   Union Gas Limited, site internet

17       (11)   Barclays Capital, Gas and Power Weekly Kaleidoscope, May 8 2012

18       (12)   National Fuel, site internet

19       (13)   Kinder Morgan, site internet

20       (14)   Office national de l'énergie, Order XG-T211-008-2012

21       (15)   Gas Daily, May 24, 2012

22

1 **2. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE**

2 **2.1. Hypothèses économiques**

3 Le tableau ci-dessous présente les hypothèses économiques utilisées dans ce plan  
4 d'approvisionnement.

5 **Tableau 1**

<b>Hypothèses économiques</b>			
	2012-2013	2013-2014	2014-2015
Croissance du PIB québécois	1,7 %	2,0 %	1,8 %
Taux d'inflation québécoise	2,1 %	2,1 %	2,1 %
Taux de change (\$US/\$CAN)	1,00	0,98	0,98

6 **Sources des prévisions**

7 <i>PIB Québec 2012-2013</i>	<i>Moyenne de prévisions : Desjardins (fév. 12), Banque 8 Royale (déc. 11), Conference Board du Canada (hiver 9 12), Banque de Montréal (fév. 12), Banque de Toronto 10 Dominion (jan.12), Banque Nouvelle Écosse (nov.11), 11 CIBC (jan.12)</i>
12 <i>PIB Québec 2013-2014 et 2014-2015</i>	<i>Moyenne de prévisions : Desjardins (hiver 12), 13 Conference Board du Canada (hiver 12)</i>
14 <i>Inflation Québec 2012-2013</i>	<i>Moyenne de prévisions : Desjardins (hiver 12), Banque 15 Royale (déc. 11), Banque de Montréal (fév. 12), 16 Conference Board du Canada (hiver 12), Banque de 17 Toronto Dominion (jan.12)</i>
18 <i>Inflation Québec 2013-2014 et 2014-2015</i>	<i>Moyenne de prévisions : Desjardins (hiver 12), 19 Conference Board du Canada (hiver 12)</i>
20 <i>Taux de change 2012-2013</i>	<i>Consensus Forecast (fév.2012)</i>
21 <i>Taux de change 2013-2014 et 2014-2015</i>	<i>CIBC (Fév. 12) - valeur des « Futures »</i>

1     **2.2. Hypothèses énergétiques**

2     Gaz naturel

3     Le Tableau 2 présente les prix des « Futures » offerts sur le marché financier pour les  
4     périodes couvertes par le plan d’approvisionnement. Les hypothèses retenues par  
5     Gaz Métro sont présentées au Tableau 3. Gaz Métro a utilisé les prix des contrats  
6     d’échange sur le marché financier pour arrêter ses hypothèses quant au prix du gaz naturel.

7     **Tableau 2**

<b>Marché financier – moyenne du 6 au 17 février 2012</b>		
<b>Prix du gaz naturel à AECO (\$/GJ)</b>		
<b>2012-2013</b>	<b>2013-2014</b>	<b>2014-2015</b>
3,03	3,51	3,77

*Source : CIBC*

8     **Tableau 3**

<b>Hypothèses retenues (\$/GJ)</b>	
<b>2012-2013</b>	
AECO	3,03
Prix à Empress	2,79
Prix du service de fourniture de gaz naturel *	3,20
<b>2013-2014</b>	
AECO	3,51
Prix à Empress	3,32
Prix du service de fourniture de gaz naturel *	3,44
<b>2014-2015</b>	
AECO	3,77
Prix à Empress	3,70
Prix du service de fourniture de gaz naturel *	3,74

*\* Après transfert de la portion équilibrage incluse dans le service de fourniture*

1 Le choix du prix des contrats d'échange comme base pour établir le prix du service de  
2 fourniture de gaz naturel est justifié par le fait que cet élément constitue le principal intrant  
3 dans le calcul de ce prix. Il est à noter que le prix du service de fourniture diffère du prix à  
4 Empress en raison de l'écart de coût cumulatif de la fourniture de gaz et des dérivés  
5 financiers déjà en place au moment d'effectuer le calcul.

6 Prix saisonniers servant au calcul du transfert de la portion équilibrage incluse dans le  
7 service de fourniture

8 Selon les hypothèses retenues par Gaz Métro dans l'évaluation du prix du gaz naturel, les  
9 prix saisonniers à Empress sont les suivants :

10 **Tableau 4**

	\$/GJ	¢/m <sup>3</sup>
Année 2013		
Été 2013 (octobre 2012 et avril à sept. 2013)	2,78	10,533
Hiver 2013 (nov. 2012 à mars 2013)	2,79	10,571
Écart de prix	0,01	0,038
Année 2014		
Été 2014 (octobre 2013 et avril à sept. 2014)	3,28	12,428
Hiver 2014 (nov. 2013 à mars 2014)	3,38	12,807
Écart de prix	0,10	0,379
Année 2015		
Été 2015 (octobre 2014 et avril à sept. 2015)	3,66	13,868
Hiver 2015 (nov. 2014 à mars 2015)	3,75	14,209
Écart de prix	0,09	0,341

11 Ces prix été/hiver sont utilisés dans l'évaluation de la portion équilibrage incluse au service  
12 de fourniture à être versée au compte de frais reportés « Équilibrage » considéré dans les  
13 coûts d'équilibrage de la Cause tarifaire 2013.

1 Prix du pétrole et produits pétroliers

2 Le Tableau 5 présente les prix offerts sur le marché financier pour le pétrole durant les  
3 périodes couvertes par le plan d'approvisionnement.

4 Les hypothèses retenues par Gaz Métro sont présentées au Tableau 6. La même  
5 méthodologie que pour le gaz naturel a été utilisée, soit le prix des contrats d'échange  
6 offerts sur le marché financier.

7 **Tableau 5**

<b>Marché financier WTI – moyenne du 6 au 17 février 2012 (\$US/baril)</b>		
<b>2012-2013</b>	<b>2013-2014</b>	<b>2014-2015</b>
101,54	98,28	94,87

Source : CIBC

8 **Tableau 6**

<b>Hypothèses retenues</b>	
<b>2012-2013</b>	
Prix du WTI (\$US/baril)	101,54
Mazout n° 6, 1,5 % soufre (\$CAN/baril)	108,51
Mazout n° 6, 2,0 % soufre (\$CAN/baril)	107,59
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	0,93
<b>2013-2014</b>	
Prix du WTI (\$US/baril)	98,28
Mazout n° 6, 1,5 % soufre (\$CAN/baril)	106,35
Mazout n° 6, 2,0 % soufre (\$CAN/baril)	105,45
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	0,91
<b>2014-2015</b>	
Prix du WTI (\$US/baril)	94,87
Mazout n° 6, 1,5 % soufre (\$CAN/baril)	103,01
Mazout n° 6, 2,0 % soufre (\$CAN/baril)	102,14
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	0,88

1     Tarifs de l'électricité

2     Pour ce qui est des tarifs d'électricité, Gaz Métro considère la récente baisse tarifaire de  
3     0,5 % du 1<sup>er</sup> avril 2012<sup>2</sup> et utilise l'hypothèse que les tarifs pourraient être majorés de 2,0 %  
4     pour les années 2013 à 2015, applicables également au 1<sup>er</sup> avril.

5     **3. SITUATION CONCURRENTIELLE**

6     La situation concurrentielle indique la position relative de la facture de consommation de gaz  
7     naturel par rapport à celle du mazout ou de l'électricité selon certains segments clés de la  
8     clientèle de Gaz Métro. Toutefois, les coûts d'acquisition, d'entretien, d'installation des  
9     équipements ainsi que les taxes ne sont pas inclus dans ce calcul. La situation concurrentielle  
10    du gaz naturel par rapport au mazout est obtenue en calculant le ratio du coût annuel du  
11    mazout sur le coût annuel du gaz naturel, multiplié par 100. De la même manière, la situation  
12    concurrentielle du gaz naturel par rapport à l'électricité est obtenue en utilisant le ratio du coût  
13    annuel de l'électricité sur le coût annuel du gaz naturel. Un ratio inférieur à 100 indique une  
14    situation concurrentielle défavorable au gaz naturel alors qu'à l'inverse un ratio supérieur à 100  
15    illustre une situation concurrentielle favorable au gaz naturel.

16    Les mesures de la situation concurrentielle pour le plan d'approvisionnement 2013-2015 sont  
17    établies à partir des prévisions de prix de la section 2 du présent document. Cependant, elles  
18    sont évaluées en fonction des tarifs actuellement en vigueur. Des modifications à la structure  
19    tarifaire ou aux taux utilisés pourraient donc influencer sur la situation concurrentielle présentée.

20    Pour chacun des cas types présentés, le coût du gaz naturel est établi en tenant compte de  
21    l'ensemble des composantes de la facture totale avant taxes. Ce coût est ensuite comparé au  
22    coût d'une consommation équivalente pour les énergies alternatives, en tenant compte du  
23    pouvoir calorifique et de l'efficacité énergétique propre à chacune des sources d'énergie selon  
24    le marché considéré. Les caractéristiques spécifiques de chacun des cas types sont précisées  
25    plus loin.

---

<sup>2</sup> Régie de l'énergie, D-2012-024.

**3.1. Grandes entreprises**

Les cas types présentés au Tableau 7 pour la grande entreprise sont établis en fonction du prix des contrats d'un an à Empress pour la fourniture de gaz naturel et des taux moyens de l'année en cours, par sous-palier tarifaire, pour les autres composantes de la facture. La conversion vers le mazout est faite en considérant une efficacité énergétique équivalente au gaz naturel et le prix du mazout comprend un supplément au prix de marché pour le transport (environ 1,00 \$/baril) ainsi qu'une majoration du prix relative à la contribution au Fonds vert (2,09 \$/baril).

**Tableau 7**

**SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2013 à 2015**

**Marché des grandes entreprises**

(Gaz naturel = 100) Palier tarifaire	Service continu		Service interruptible	
	4.6	4.7	5.5	5.7
<b>2012-2013</b>				
Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	267	277	275	312
Mazout n° 6 (2 % soufre)	263	272	270	306
<b>2013-2014</b>				
Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	241	248	247	277
Mazout n° 6 (2 % soufre)	236	244	243	272
<b>2014-2015</b>				
Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	220	227	226	252
Mazout n° 6 (2 % soufre)	217	223	222	247

Pour les trois années du plan d'approvisionnement, le gaz naturel maintiendra une situation concurrentielle à **long terme** largement favorable. Au cours de cette période, le mazout n° 6 devrait avoir un coût de 117 % à 212 % supérieur à celui du gaz naturel.

La situation concurrentielle à **court terme** devrait être tout aussi favorable. L'écart de prix moyen projeté entre le mazout n° 6 et le gaz naturel pour les contrats à court terme est présenté au Tableau 8. Ainsi, le gaz naturel devrait bénéficier d'un écart favorable allant de 13,37 \$/GJ en 2013 à 11,45 \$/GJ en 2015.



1 **Tableau 8**

2 **ÉCART DE PRIX MOYEN PROJETÉ 2013 à 2015**  
3 **Marché de la grande entreprise – Contrats à court terme**

(écart positif favorable gaz naturel)	2012-2013	2013-2014	2014-2015
1 <i>Écart de prix en \$/GJ</i>			
2 Mazout n° 6 vs gaz naturel	13,37	12,52	11,45

4 **3.2. Petit et moyen débits**

5 Les cas types présentés aux Tableau 9 et Tableau 10, pour les clients à petit et moyen  
6 débits, sont établis en fonction du volume de consommation qui leur est attribué. La facture  
7 totale au gaz naturel est calculée en fonction du prix du service de fourniture de gaz naturel  
8 et du taux de compression prévus pour chacune des années, alors que les autres  
9 composantes de la facture sont calculées selon les tarifs actuellement en vigueur (clients au  
10 tarif D<sub>1</sub> pour les profils chauffage et client au tarif D<sub>3</sub> pour le cas à profil stable). Au prix du  
11 mazout n° 2 sur le marché est ajouté un supplément pour le transport (10 ¢/l au marché  
12 résidentiel et entre 7,5 ¢/l et 1,5 ¢/l, selon le cas, au marché affaires) ainsi qu'une majoration  
13 du prix relative à la contribution au Fonds vert (1,21 ¢/l).

14 Pour les cas types résidentiels, la conversion de l'énergie de chauffage du gaz naturel vers  
15 le mazout ou l'électricité se fait en fonction des efficacités énergétiques suivantes : 92 % au  
16 gaz naturel et 85 % pour le mazout si les équipements sont neufs, 74 % pour le gaz naturel  
17 et 75 % pour le mazout si les équipements sont existants. L'électricité a quant à elle une  
18 efficacité constante de 97 %, que les appareils soient vieux ou récents.

19 Pour le marché affaires, l'efficacité est de 70 % au gaz naturel pour tous les cas types. Dans  
20 le cas du mazout, l'efficacité est équivalente à celle du gaz naturel et elle est constante à  
21 97 % pour l'électricité.

**3.2.1. Marché résidentiel**

**Tableau 9**

**SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2013 à 2015**

**Marché résidentiel (chauffage)**

(Gaz naturel = 100)	Nouvelle construction Équipements neufs et efficaces	Construction existante Équipements neufs et efficaces	Construction existante Équipements existants
Vol. an. de chauf.	1 417 m <sup>3</sup>	2 151 m <sup>3</sup>	2 674 m <sup>3</sup>
<b>1 2012-2013</b>			
2 Mazout n° 2	180	193	181
3 Électricité	123	127	105
<b>4 2013-2014</b>			
5 Mazout n° 2	174	187	175
6 Électricité	123	128	106
<b>7 2014-2015</b>			
8 Mazout n° 2	167	179	167
9 Électricité	123	127	105

De 2013 à 2015, Gaz Métro anticipe une situation concurrentielle favorable au gaz naturel par rapport au mazout n° 2 et à l'électricité pour le chauffage des clients résidentiels.

Considérant l'installation d'appareils efficaces, le gaz naturel permet d'éviter un surcoût par rapport au mazout de l'ordre de 67 % à 93 % selon l'année considérée et les cas présentés. Par rapport à l'électricité, le surcoût évité serait plutôt de l'ordre de 23 % à 28 %.

Pour sa part, un client existant n'ayant pas modernisé ses appareils paiera tout de même moins cher pour se chauffer que s'il possédait un appareil aussi ancien au mazout : le coût évité devrait varier entre 67 % et 81 %. L'avantage du gaz naturel est également suffisant pour que ce client gagne à se chauffer au gaz naturel plutôt qu'à l'électricité, soit un coût évité d'environ 5 %.

3.2.2. Marché affaires

Tableau 10

SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2013 à 2015

Marché affaires

(Gaz naturel = 100)	Profils chauffage				Profil stable
	Volume annuel	14 600 m <sup>3</sup>	41 500 m <sup>3</sup>	100 000 m <sup>3</sup>	400 000 m <sup>3</sup>
<b>1 2012-2013</b>					
2 Mazout n° 2	204	219	233	251	336
3 Électricité	132	144	143	158	213
<b>4 2013-2014</b>					
5 Mazout n° 2	196	211	223	240	318
6 Électricité	131	143	143	157	210
<b>7 2014-2015</b>					
8 Mazout n° 2	187	200	212	227	298
9 Électricité	131	142	141	155	203

La situation concurrentielle du gaz naturel face au mazout n° 2 dans le marché affaires demeurera largement favorable de 2013 à 2015. L'avantage concurrentiel du gaz naturel variera de 87 % à 236 % selon l'année et la quantité de gaz naturel consommée annuellement, l'avantage augmentant avec le niveau de consommation.

Face à l'électricité, l'avantage sera moins important, mais tout de même largement favorable au gaz naturel. Cet avantage est prévu varier de 31 % à 113 % selon le cas et l'année considérés.

4. PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2012)

Lors de la dernière cause tarifaire, les prévisions pour l'année 2012 avaient été évaluées plusieurs mois avant le début de l'année financière à partir des hypothèses économiques et des informations disponibles pour les différents marchés. Les données utilisées ont varié depuis et, à la lumière des mois réels déjà vécus, de nouvelles prévisions de demande pour l'année 2012 ont été établies. La présente section explique les écarts entre les volumes prévus lors de la Cause tarifaire 2012 et la révision budgétaire la plus récente de l'année en cours, soit la révision 5/7 2012.

**4.1. Livraisons 2011-2012 pour le marché des grandes entreprises**

Le Tableau 11 présente l'écart entre la prévision des livraisons annuelles établie au moment de la Cause tarifaire 2012 (2 663,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) et la révision budgétaire 5/7 2012 (2 831,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>). La résultante de chacun des exercices est présentée à la ligne 23. Les volumes associés aux différentes catégories représentent une variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

**Tableau 11**

**ÉCARTS DE LIVRAISONS AU MARCHÉ GRANDES ENTREPRISES**  
**Cause tarifaire 2012 vs Révision budgétaire 5/7 2012**  
**(avant interruptions)**

DESCRIPTION	Prévision Cause 2012	Révision 5/7 2012
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
<b>1 Livraisons au 30 septembre 2011</b>	<b>2 661,0*</b>	<b>2 713,8**</b>
<b>2 Impact de la fermeture du tarif DM</b>	<b>67,6</b>	<b>81,3</b>
3     Continu D <sub>4</sub>	61,9	74,3
4     Interruptible D <sub>5</sub>	5,6	7,0
<b>5 Pertes liées à l'efficacité énergétique</b>	<b>(26,0)</b>	<b>(24,0)</b>
6     Continu D <sub>4</sub>	(24,4)	(22,6)
7     Interruptible D <sub>5</sub>	(1,6)	(1,5)
<b>8 Gains (pertes) face à la concurrence</b>	<b>(6,9)</b>	<b>8,0</b>
9     Continu D <sub>4</sub>	(6,9)	(9,8)
10    Interruptible D <sub>5</sub>	-	17,8
<b>11 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique</b>	<b>(18,5)</b>	<b>(22,2)</b>
12    Continu D <sub>4</sub>	(13,1)	(4,6)
13    Interruptible D <sub>5</sub>	(5,4)	(17,6)
<b>14 Fluctuations de production</b>	<b>(38,7)</b>	<b>26,1</b>
15    Continu D <sub>4</sub>	(39,7)	53,8
16    Interruptible D <sub>5</sub>	1,0	(27,7)
<b>17 Migration des clients entre les tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub>, D<sub>M</sub> et D<sub>4</sub>, D<sub>5</sub></b>	<b>(6,7)</b>	<b>(1,1)</b>
18    Continu D <sub>4</sub>	(21,2)	122,4
19    Interruptible D <sub>5</sub>	14,5	(123,5)
<b>20 Nouvelles ventes</b>	<b>31,8</b>	<b>49,4</b>
21    Continu D <sub>4</sub>	10,5	25,2
22    Interruptible D <sub>5</sub>	21,3	24,2
<b>23 Livraisons anticipées au 30 septembre 2012</b>	<b>2 663,5</b>	<b>2 831,3</b>

\* Livraisons anticipées 2011, Révision budgétaire 5/7 2011 (R-3752-2011, Gaz Métro-4, Document 1, p.37)

\*\* Livraisons réelles 2011 (R-3782-2011, Gaz Métro-9, document 1, l.17 + l.30 + l.32)

1 Les livraisons prévues lors de la révision budgétaire 5/7 2012 sont supérieures de  
2 167,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> aux livraisons établies dans le cadre de la Cause tarifaire 2012  
3 (2 831,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> vs 2 663,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>). Près de la moitié de la hausse provient d'un seul grand  
4 client du secteur de la métallurgie. Lors de la Cause 2012, une baisse de la consommation  
5 en gaz naturel pour ce client était anticipée. Dans les faits, la consommation a plutôt  
6 augmenté. Ces variations sont comptabilisées dans la catégorie *fluctuation de production*  
7 (ligne 14 du Tableau 11). Les variations de consommation de ce client depuis quelques  
8 années sont essentiellement dues à la provenance de la matière première utilisée dans le  
9 procédé. En effet, selon la source d'approvisionnement, la matière première est déjà  
10 transformée ou non. Cela amène une plus grande volatilité dans les besoins énergétiques  
11 du client et un niveau d'incertitude supplémentaire au moment d'établir les livraisons de gaz  
12 naturel. Pour la Cause 2013, les volumes du client ont été prévus à un niveau similaire à  
13 celui anticipé pour 2012.

14 Le prix actuellement bas du gaz naturel explique également la hausse des livraisons. Ainsi,  
15 dans le secteur de la pétrochimie, de grands clients ont poursuivi leur consommation de gaz  
16 naturel en remplacement des gaz de raffinerie. Ce transfert de source d'énergie était  
17 anticipé lors de la Cause tarifaire 2012, mais à un niveau moindre. La position  
18 concurrentielle favorable du gaz naturel a aussi amené des ajouts de charge chez des  
19 clients existants, en plus de favoriser les transferts de livraisons entre les tarifs D<sub>5</sub> et D<sub>4</sub>  
20 (lignes 18 et 19 du Tableau 11). Plutôt que de consommer leur volume de gaz naturel sous  
21 le service interruptible et ainsi risquer d'être interrompus en période de pointe et devoir  
22 utiliser une autre source d'énergie plus dispendieuse, plusieurs clients ont fait le choix de  
23 s'engager davantage au service continu. Une baisse importante de consommation s'est  
24 donc fait sentir au tarif D<sub>5</sub> par rapport à ce qui était prévu, compensée toutefois par une  
25 hausse presque équivalente au tarif D<sub>4</sub>.

26 Comme prévu lors de la Cause 2012, la fermeture du projet pilote du tarif D<sub>M</sub> au  
27 30 septembre 2011 a également amené un transfert de volumes vers les tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>.  
28 L'impact positif sur les livraisons associées aux grandes entreprises a toutefois été  
29 supérieur à ce qui était anticipé (ligne 2 du Tableau 11).

30 Enfin, Gaz Métro estimait dans le cadre de la Cause 2012 que les clients encore assujettis à  
31 des contrats de gaz d'appoint concurrence préféreraient revenir sous contrat régulier. Cette  
32 estimation était justifiée par le bas prix du gaz naturel et le maintien à ce niveau sur un

horizon de moyen terme, les clients étant plus enclins à s'engager dans ce contexte. Dans les faits, trois clients ont tout de même décidé de ne pas s'engager à long terme et de poursuivre leur consommation sous contrat de gaz d'appoint concurrence. Il est à noter que près de 90 % de la consommation totale de gaz d'appoint concurrence en 2012 est attribuable à un seul grand client.

#### 4.2. Livraisons 2011-2012 pour le marché des petit et moyen débits

Le Tableau 12 présente l'écart entre la prévision de la demande annuelle établie au moment de la Cause tarifaire 2012 (2 642,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) et la révision budgétaire la plus récente de l'année en cours, soit la révision 5/7 2012 (2 641,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>). La résultante de chacun des exercices est présentée à la ligne 11. Les volumes associés aux différentes catégories représentent une variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

**Tableau 12**

**ÉCARTS DE LIVRAISONS AU MARCHÉ PETIT ET MOYEN DÉBITS**  
**Cause tarifaire 2012 vs Révision budgétaire 5/7 2012**  
**(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

DESCRIPTION	Prévision Cause 2012	Révision 5/7 2012
1 <b>Livraisons au 30 septembre 2011</b>	<b>2 713,6</b>	<b>2 745,4</b>
2 Impact de la fermeture du tarif D <sub>M</sub>	(67,6)	(81,3)
3 Économies d'énergie attribuables au PGEE / FEÉ / AEÉ	(17,4)	(19,3)
4 Économie d'énergie hors programmes	(21,9)	(22,0)
5 Géothermie	(3,1)	(3,1)
6 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(27,4)	(48,5)
7 Normale climatique	(7,4)	(7,4)
8 Impact du 29 février	2,7	2,6
9 Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	6,7	1,1
10 Maturation des nouvelles ventes	64,5	74,3
11 <b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2012</b>	<b>2 642,9</b>	<b>2 641,8</b>

\* *Livraisons anticipées 2011, Révision budgétaire 5/7 2011 (R-3752-2011, Gaz Métro-4, document 1, p.40)*

\*\* *Livraisons réelles 2011 (R-3782-2011, Gaz Métro-9, document 1)*

Pour l'année 2012, une légère baisse de 1,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (2 642,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> vs 2 641,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) de la demande est anticipée par rapport aux livraisons initialement prévues lors de la Cause tarifaire 2012. Parmi les facteurs ayant influencé les livraisons, l'impact le plus grand est lié à la fermeture du tarif D<sub>M</sub> (ligne 2 du Tableau 12). En effet, la fermeture du projet pilote du

1 tarif D<sub>M</sub> a entraîné un transfert de volumes vers les tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>. L'effet avait été anticipé,  
2 mais les volumes de quelques gros clients prévus demeurer au tarif D<sub>1</sub> lors de la  
3 Cause 2012 ont dans les faits été transférés au tarif D<sub>4</sub> et sont venus s'ajouter à l'impact  
4 déjà prévu. La croissance économique plus faible que prévue a également eu un effet à la  
5 baisse sur les livraisons en augmentant les pertes et réductions de consommations (ligne 6  
6 du Tableau 12). Les baisses de livraisons liées à ces facteurs sont toutefois compensées en  
7 partie par des volumes de nouvelles ventes plus élevés que prévus.

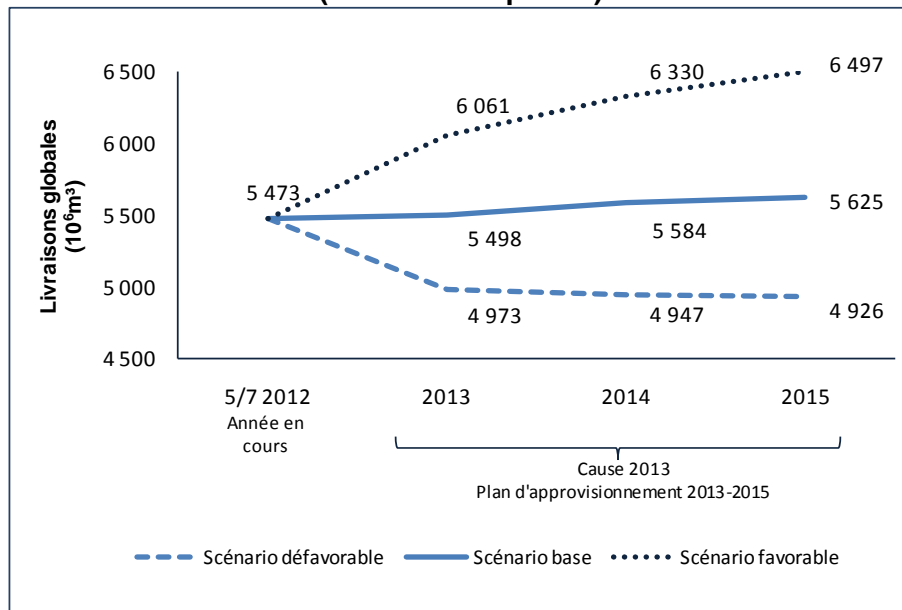
## 8 5. PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2013-2015

9 La section qui suit présente les livraisons prévues pour les trois années du plan  
10 d'approvisionnement 2013-2015 et ce, pour les scénarios de base, favorable et défavorable. La  
11 résultante de chacun des scénarios est illustrée dans le graphique ci-dessous. Les volumes  
12 associés aux ventes de GNL ne sont pas inclus dans ces prévisions. Le détail des ventes de  
13 GNL est présenté à la pièce Gaz Métro-1, Document 14.

### 14 Graphique 10

15  
16  
17

**Scénarios de base, favorable et défavorable**  
**Livraisons globales 2013-2015**  
**(avant interruptions)**



1       **5.1. Scénario de base 2013-2015**

2               **5.1.1. Livraisons 2013-2015 pour le marché des grandes entreprises**

3               La prévision de volumes pour le marché des grandes entreprises est faite client par  
4               client. Pour chacun des clients, Gaz Métro se questionne sur les caractéristiques  
5               pouvant influencer sa consommation. Les livraisons sont donc établies en considérant la  
6               réalité propre à chacun. Les raisons expliquant les variations de consommation sont  
7               ensuite regroupées en grandes catégories. Le Tableau 13 présente la prévision de la  
8               demande de gaz naturel pour le marché des grandes entreprises au scénario de base  
9               pour la durée du plan d'approvisionnement. Les volumes associés aux différentes  
10              catégories représentent une variation par rapport aux volumes de l'année précédente.



Tableau 13

**LIVRAISONS GAZ NATUREL 2013-2015**  
**GRANDES ENTREPRISES**  
**(avant interruptions)**

DESCRIPTION		Continu D <sub>4</sub>	Interruptible D <sub>5</sub>	Total
		10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
1	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2012</b>	<b>1 744,1</b>	<b>1 087,2</b>	<b>2 831,3</b>
2	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(21,7)	(18,1)	(39,8)
3	Gains (pertes) face à la concurrence	(3,7)	(1,7)	(5,5)
4	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(37,0)	(3,5)	(40,4)
5	Fluctuations de production	16,0	(17,5)	(1,5)
6	Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	266,4	(259,2)	7,2
7	Nouvelles ventes	24,6	77,1	101,7
8	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2013</b>	<b>1 988,7</b>	<b>864,4</b>	<b>2 853,1</b>
9	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(22,4)	(5,2)	(27,6)
10	Gains (pertes) face à la concurrence	-	(2,2)	(2,2)
11	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(4,3)	(1,1)	(5,5)
12	Fluctuations de production	23,5	(24,0)	(0,4)
13	Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	72,8	(45,4)	27,4
14	Nouvelles ventes	47,3	66,6	113,9
15	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2014</b>	<b>2 105,6</b>	<b>853,1</b>	<b>2 958,8</b>
16	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(22,4)	(1,8)	(24,2)
17	Gains (pertes) face à la concurrence	-	-	-
18	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(0,1)	-	(0,1)
19	Fluctuations de production	22,4	(2,9)	19,5
20	Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	16,2	(17,2)	(1,1)
21	Nouvelles ventes	25,0	17,0	42,0
22	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2015</b>	<b>2 146,7</b>	<b>848,2</b>	<b>2 994,8</b>

Les livraisons totales pour le marché des grandes entreprises augmenteront sur la durée du plan d'approvisionnement, passant de 2 831,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2012 à 2 994,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2015. La hausse provient essentiellement des nouvelles ventes prévues au cours des prochaines années, elles-mêmes stimulées par la position concurrentielle favorable du gaz naturel par rapport aux autres sources d'énergie. Ces nouvelles ventes sont associées à la fois à des ajouts de charge chez des clients existants ainsi qu'à l'arrivée de nouveaux clients, dont quelques cimenteries. Historiquement, les prix du gaz naturel étaient trop élevés pour concurrencer le charbon et le coke de pétrole, principales sources d'énergie utilisées par les cimenteries. Les prix actuellement bas du gaz naturel,

1 combinés à des aides financières externes possibles, permettent maintenant d'anticiper  
2 une percée dans ce marché. Les volumes supplémentaires de gaz naturel liés aux  
3 cimenteries sont toutefois prévus être consommés sous contrats de gaz d'appoint  
4 concurrence.

5 Il est à noter que pour la première année du plan d'approvisionnement, le non-  
6 renouvellement du contrat d'un client producteur d'électricité affecte les volumes de  
7 façon importante au service continu. De plus, un mouvement de volumes du tarif D<sub>5</sub> vers  
8 le tarif D<sub>4</sub> continue de se faire sentir pendant toute la durée du plan. Comme il a été  
9 expliqué à la section 4.1, le contexte concurrentiel actuel du prix du gaz naturel incite les  
10 clients à s'engager au service continu afin d'éviter des interruptions de service au tarif D<sub>5</sub>  
11 qui les obligeraient alors à utiliser une autre source d'énergie plus dispendieuse.

#### 12 **5.1.2. Livraisons 2013-2015 pour le marché des petit et moyen débits**

13 La prévision de volumes pour le marché des petit et moyen débits est faite de façon  
14 globale pour l'ensemble des clients. Les facteurs pouvant influencer la demande  
15 (situation économique, position concurrentielle, efficacité énergétique, etc.) sont  
16 analysés distinctement de façon à quantifier le plus précisément possible l'impact de  
17 chacun sur les livraisons. Le Tableau 14 présente la prévision de la demande de gaz  
18 naturel pour le marché des petit et moyen débits au scénario de base.

**Tableau 14**

**LIVRAISONS GAZ NATUREL 2013-2015  
PETIT ET MOYEN DÉBITS**

DESCRIPTION	$10^6 \text{ m}^3$
<b>1 Livraisons anticipées au 30 septembre 2012</b>	<b>2 641,8</b>
2 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ / AEÉ	(19,6)
3 Économie d'énergie hors programmes	(21,8)
4 Énergies nouvelles	(4,1)
5 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(28,5)
6 Normale climatique	(2,7)
7 Impact du 29 février	(2,6)
8 Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	(7,2)
9 Maturation des nouvelles ventes	89,3
<b>10 Livraisons prévues au 30 septembre 2013</b>	<b>2 644,5</b>
11 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ / AEÉ	(20,6)
12 Économie d'énergie hors programmes	(21,9)
13 Énergies nouvelles	(5,2)
14 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(26,2)
15 Normale climatique	(2,9)
16 Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	(27,4)
17 Maturation des nouvelles ventes	85,2
<b>18 Livraisons prévues au 30 septembre 2014</b>	<b>2 625,7</b>
19 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ / AEÉ	(21,0)
20 Économie d'énergie hors programmes	(21,7)
21 Énergies nouvelles	(6,2)
22 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(29,9)
23 Normale climatique	(2,8)
24 Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	1,1
25 Maturation des nouvelles ventes	85,2
<b>26 Livraisons prévues au 30 septembre 2015</b>	<b>2 630,3</b>

Les livraisons du marché des petit et moyen débits seront en hausse la première année du plan d'approvisionnement de 2,8  $10^6 \text{ m}^3$  (passant de 2 641,8  $10^6 \text{ m}^3$  à 2 644,5  $10^6 \text{ m}^3$ ). Elles diminueront ensuite à l'année deux de 18,9  $10^6 \text{ m}^3$ . La diminution des livraisons s'explique principalement par le transfert au 1<sup>er</sup> octobre 2013 des volumes d'un grand client industriel vers le tarif D<sub>4</sub>. Sans ce transfert, les livraisons à l'année deux auraient été en hausse de 13,8  $10^6 \text{ m}^3$ . Une hausse de 4,7  $10^6 \text{ m}^3$  est prévue à l'année trois.

1 Les raisons expliquant les variations de livraisons sont détaillées ci-dessous.

2 **Mesures d'économies d'énergie** : Les effets des mesures en efficacité énergétique  
3 continuent de se faire sentir. Les économies d'énergie réalisées grâce au PGEE  
4 (19,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2013) et aux programmes du Bureau de l'efficacité et de l'innovation  
5 énergétiques du ministère des Ressources naturelles et de la Faune (0,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en  
6 2013) affecteront à la baisse les livraisons prévues. Ces économies d'énergie sont  
7 évaluées à partir des économies brutes associées aux différents programmes. La mise  
8 en place de mesures d'efficacité énergétique provenant d'initiatives autonomes des  
9 clients, qualifiées de « hors programme », aura également un effet important à la baisse  
10 sur les livraisons (21,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2013).

11 **Énergies nouvelles** : Pour l'instant, le volet « énergies nouvelles » concerne  
12 essentiellement l'impact de la géothermie sur les volumes. La géothermie est une  
13 technologie en croissance dont le potentiel se trouve principalement dans le marché  
14 institutionnel. Le volume de gaz naturel à risque par rapport aux énergies nouvelles a  
15 été évalué à 4,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2013.

16 **Pertes et variations** : Il existe un lien sensible entre la croissance économique et le  
17 niveau de pertes et variations de consommation subi par Gaz Métro. Chaque année, les  
18 volumes sont réduits d'une portion plus ou moins grande en raison de faillites ou de  
19 réductions de production. Les prévisions de pertes et variations sont établies à l'aide  
20 d'une régression linéaire fonction du PIB. Toutes autres choses étant égales par ailleurs,  
21 plus la croissance économique est élevée, moins les pertes subies sont importantes. La  
22 croissance du PIB prévue pour 2013 est de 1,7 %, amenant des pertes estimées  
23 à 28,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

24 **Normale climatique** : La normale climatique utilisée pour la prochaine année a été mise  
25 à jour à l'aide d'une année réelle supplémentaire, elle-même près de la normale établie.  
26 L'impact à la baisse sur les livraisons vient alors essentiellement du réchauffement  
27 climatique tendanciel prévu. Cet impact est similaire pour chacune des années du plan  
28 d'approvisionnement.

29 **Impact du 29 février** : L'année 2012 ayant été bissextile, cela a eu un effet positif sur  
30 les livraisons estimées à 2,6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. L'effet est renversé en 2013, où le mois de février  
31 revient à 28 jours.

1       **Migration des clients entre les tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>, D<sub>5</sub>** : La migration des clients  
2       consiste en un transfert de volumes entre les tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub> et les tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>. Il s'agit  
3       donc d'une perte pour le marché des petit et moyen débits, mais non pour les volumes  
4       totaux puisqu'une hausse équivalente est prévue pour le marché des grandes  
5       entreprises (ou inversement pour l'année trois).

6       **Nouvelles ventes** : Les nouvelles ventes sont déterminées à l'aide de différents  
7       modèles économiques. Les ventes en nouvelle construction résidentielle sont liées aux  
8       prévisions de mises en chantier établies pour les prochaines années. Pour la conversion  
9       résidentielle, le nombre de ventes est déterminé à l'aide d'un modèle fonction de la  
10      position concurrentielle du gaz naturel par rapport au mazout.

11      Dans le cas du marché affaires, les ventes sont réparties entre la nouvelle construction,  
12      l'ajout de charge et les différents types de conversion (déterminés selon la source  
13      d'énergie déplacée). Pour le marché de la nouvelle construction affaires, les ventes sont  
14      liées au nombre de permis de bâtir prévus être émis. Les ventes en ajouts de charge  
15      sont établies à partir d'un modèle de prévision de ventes mettant en relation le nombre  
16      de ventes réalisées historiquement et la croissance du PIB. Pour les ventes en  
17      conversion, le coût de l'énergie devient l'élément clé.

18      Il est à noter que les volumes moyens de consommation des nouveaux clients sont en  
19      baisse. L'amélioration des normes d'isolation et l'efficacité énergétique accrue des  
20      nouveaux équipements permettent de satisfaire les besoins des clients avec une  
21      consommation moindre de gaz naturel. Depuis quelques années, cela faisait en sorte  
22      que les volumes associés aux nouvelles ventes ne suffisaient plus pour compenser les  
23      impacts négatifs des autres facteurs sur les livraisons. La situation n'est plus la même  
24      cette année. Les efforts mis en place pour réaliser davantage de nouvelles ventes  
25      rentables, combinés à une situation concurrentielle du gaz naturel favorable face au  
26      mazout et à l'électricité dans tous les marchés, permettent d'anticiper une légère hausse  
27      des livraisons.

### 28      **5.1.3. Livraisons globales (scénario de base)**

29      Les livraisons globales pour le plan d'approvisionnement sont présentées au Tableau  
30      15.

Tableau 15

SCÉNARIO DE BASE  
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2013-2015  
(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)

DESCRIPTION	Année en cours	Cause tarifaire 2013-2015		
		2013	2014	2015
	5/7 2012			
<b>Service continu</b>	4 385,9	4 633,2	4 731,3	4 777,0
Grandes entreprises	1 744,1	1 988,7	2 105,6	2 146,7
Petit et moyen débits	2 641,8	2 644,5	2 625,7	2 630,3
<b>Service interruptible</b>	1 087,2	864,4	853,1	848,2
Contrat régulier	815,4	721,8	749,9	749,0
Contrat gaz d'appoint	271,8	142,6	103,3	99,2
<b>Total</b>	<b>5 473,1</b>	<b>5 497,6</b>	<b>5 584,4</b>	<b>5 625,2</b>

Les résultats montrent qu'entre les prévisions de l'année en cours et celles de 2013, une hausse de 0,4 % des livraisons totales est anticipée. Une hausse de 2,3 % est ensuite constatée sur l'horizon du plan, entre 2013 et 2015.

## 5.2. Scénario favorable

Un scénario favorable par rapport au scénario de base a été analysé de 2013 à 2015 pour évaluer la demande maximale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

Les hypothèses économiques retenues pour l'élaboration de ce scénario sont les suivantes :

- Une croissance économique variant de 2,7 % en 2013 à 2,8 % en 2015, soit 1 % de plus par année qu'au scénario de base.
- Une position concurrentielle du gaz naturel très favorable en raison du maintien à un bas niveau du prix du gaz naturel et de prix du mazout élevés.
- Une hausse des mises en chantier résidentielles et des permis de bâtir du marché affaires de 10 %.

De plus, dans le cas du marché des grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients sont réajustés à la hausse, en tenant compte de conditions favorables propres à chacun et pouvant influencer positivement leur consommation.

1 Le Tableau 16 présente la prévision des livraisons dans un scénario favorable pour  
2 l'ensemble des marchés.

3 **Tableau 16**

**SCÉNARIO FAVORABLE**  
**LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2013-2015**  
**(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2013-2015		
	2013	2014	2015
<b>Service continu</b>	5 073,4	5 349,8	5 468,4
Grandes entreprises	2 383,9	2 631,0	2 695,6
Petit et moyen débits	2 689,5	2 718,8	2 772,8
<b>Service interruptible</b>	987,9	980,4	1 028,9
Contrat régulier	804,5	841,0	889,5
Contrat gaz d'appoint	183,4	139,4	139,4
<b>Total</b>	<b>6 061,3</b>	<b>6 330,2</b>	<b>6 497,3</b>

7 Le Tableau 17 présente l'écart entre le scénario favorable du Tableau 16 et le scénario de  
8 base du Tableau 15.

9 **Tableau 17**

**ÉCART DES SCÉNARIOS DE BASE ET FAVORABLE**  
**LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2013-2015**  
**(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2013-2015		
	2013	2014	2015
<b>Service continu</b>	440,2	618,6	691,4
Grandes entreprises	395,3	525,4	548,9
Petit et moyen débits	45,0	93,2	142,5
<b>Service interruptible</b>	123,5	127,2	180,7
Contrat régulier	82,7	91,1	140,5
Contrat gaz d'appoint	40,8	36,1	40,2
<b>Total</b>	<b>563,7</b>	<b>745,8</b>	<b>872,1</b>

13 Les livraisons pour le marché des grandes entreprises pourraient croître davantage dans un  
14 contexte favorable. Plusieurs clients pourraient voir leur production augmenter grâce au  
15 maintien du prix du gaz naturel à un niveau très bas, combiné avec une croissance  
16 économique encore plus énergique et des conditions de marché avantageuses.

1 Au **service continu**, l'augmentation principale de volumes provient de l'usine de  
2 cogénération de TransCanada Energy (« TCE ») à Bécancour qui pourrait reprendre ses  
3 activités quelques mois dans l'hiver afin de fournir de l'électricité pendant les périodes de  
4 grand froid.

5 Du côté du **service interruptible**, l'augmentation est attribuable à une hausse de production  
6 chez plusieurs clients ainsi qu'à une consommation de gaz accrue du côté des nouvelles  
7 ventes, à la fois sous contrat régulier et sous contrat de gaz d'appoint. Il est à noter à ce  
8 sujet qu'un ajout de charge important de la part d'un client existant pourrait avoir lieu à  
9 l'année deux du plan d'approvisionnement, ajout dont la maturation des volumes se  
10 poursuivrait à l'année trois.

11 Pour le **marché des petit et moyen débits**, la demande serait en hausse de 45,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>  
12 en 2013 dans un contexte favorable par rapport au scénario de base. Cette augmentation  
13 des volumes est d'abord due à la croissance économique plus optimiste prévue au scénario  
14 favorable, qui aurait un impact à la hausse sur les nouvelles ventes, occasionnerait une  
15 diminution des pertes de clients et favoriserait l'augmentation des livraisons chez les clients  
16 existants. La position concurrentielle très favorable du gaz naturel et la hausse des mises en  
17 chantier et des permis de bâtir auraient aussi un impact positif sur les nouvelles ventes.  
18 Dans un contexte favorable, les pertes de volumes liées à l'efficacité énergétique seraient  
19 également moins grandes.

### 20 **5.3. Scénario défavorable**

21 Un scénario défavorable par rapport au scénario de base a été analysé de 2013 à 2015  
22 pour évaluer la demande minimale de gaz naturel pour la durée du plan  
23 d'approvisionnement.

24 Les hypothèses économiques retenues pour l'élaboration de ce scénario sont les suivantes :

- 25 • Une croissance économique plus faible variant de 0,7 % en 2013 à 0,8 % en 2015,  
26 soit 1 % de moins par année qu'au scénario de base.
- 27 • Une position concurrentielle du gaz naturel moins favorable en raison d'une hausse  
28 du prix du gaz naturel par rapport à ce qui était prévu au scénario de base et d'une  
29 baisse des prix du mazout.



- Une baisse des mises en chantier résidentielles et des permis de bâtir du marché affaires de 10 %.

De plus, dans le cas du marché des grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients sont réajustés à la baisse afin de tenir compte de conditions défavorables propres à chacun et pouvant influencer négativement leur consommation, voir entraîner des fermetures.

Le Tableau 18 présente la prévision des livraisons dans un scénario défavorable pour l'ensemble des marchés.

**Tableau 18**

**SCÉNARIO DÉFAVORABLE**  
**LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2013-2015**  
**(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2013-2015		
	2013	2014	2015
<b>Service continu</b>	4 165,1	4 179,9	4 166,4
Grandes entreprises	1 555,4	1 625,8	1 644,1
Petit et moyen débits	2 609,6	2 554,1	2 522,3
<b>Service interruptible</b>	808,1	767,5	759,4
Contrat régulier	751,7	746,2	738,1
Contrat gaz d'appoint	56,4	21,3	21,3
<b>Total</b>	<b>4 973,2</b>	<b>4 947,4</b>	<b>4 925,9</b>

Le Tableau 19 présente l'écart entre le scénario défavorable du Tableau 18 et le scénario de base du Tableau 15.

**Tableau 19**

**ÉCART DES SCÉNARIOS DE BASE ET DÉFAVORABLE**  
**LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2013-2015**  
**(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2013-2015		
	2013	2014	2015
<b>Service continu</b>	(468,1)	(551,4)	(610,6)
Grandes entreprises	(433,2)	(479,8)	(502,6)
Petit et moyen débits	(34,9)	(71,6)	(108,0)
<b>Service interruptible</b>	(56,3)	(85,7)	(88,7)
Contrat régulier	29,9	(3,7)	(10,9)
Contrat gaz d'appoint	(86,2)	(82,0)	(77,9)
<b>Total</b>	<b>(524,4)</b>	<b>(637,0)</b>	<b>(699,3)</b>

1 La demande du marché des grandes entreprises pourrait décroître de façon significative  
2 dans un contexte défavorable.

3 Dans le cas du **service continu**, un client majeur dans le domaine de la métallurgie pourrait  
4 réduire sa consommation à un volume minimal en raison de l'arrêt de production d'une de  
5 ses usines pour toute la durée du plan d'approvisionnement. Des difficultés chez des clients  
6 du secteur des pâtes et papiers ainsi que l'annulation ou le report de certaines nouvelles  
7 ventes amèneraient également des baisses de livraisons.

8 L'annulation de nouvelles ventes aurait aussi des effets sur le **service interruptible**. Cela  
9 affecterait entre autres les livraisons sous contrat de gaz d'appoint concurrence. En effet,  
10 advenant une hausse du prix du gaz naturel, l'intérêt des cimenteries pour le gaz naturel  
11 s'amenuiserait, voire disparaîtrait.

12 Il importe de constater que la baisse de volumes au service interruptible serait atténuée par  
13 un transfert de volume de 90,0 Mm<sup>3</sup> du tarif D<sub>4</sub> vers le tarif D<sub>5</sub> au scénario défavorable. Dans  
14 un contexte défavorable, les conditions contractuelles d'un grand client du tarif D<sub>4</sub> ne  
15 seraient pas reconduites et le client transférerait ses volumes vers le tarif D<sub>5</sub>, en plus de  
16 réduire sa production. Cela explique la hausse de volumes au scénario défavorable par  
17 rapport au scénario de base en 2013 au service interruptible (contrat régulier) et la baisse  
18 minime les années suivantes. L'effet positif de ce transfert sur le service interruptible serait  
19 toutefois annulé par une baisse de volumes équivalente au service continu.

20 Pour le marché des **petit et moyen débits**, la demande serait en baisse de 34,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>  
21 en 2013 par rapport au scénario de base. Cette diminution des volumes serait d'abord due à  
22 la croissance économique plus faible qui aurait un impact négatif sur les nouvelles ventes,  
23 occasionnerait une augmentation des pertes de clients et amènerait une pression à la  
24 baisse sur les livraisons des clients existants. La détérioration de la situation concurrentielle  
25 du gaz naturel et la diminution des mises en chantier et des permis de bâtir auraient aussi  
26 un impact négatif sur les nouvelles ventes. Dans un contexte défavorable, les pertes de  
27 volumes liées à l'efficacité énergétique seraient également plus grandes.

#### 28 **5.4. Comparaison des plans d'approvisionnement 2013-2015 et 2012-2014**

29 Les tableaux qui suivent comparent les prévisions établies dans le cadre de la présente  
30 cause tarifaire et celles établies lors de la Cause tarifaire 2012. Le Tableau 20 présente une

1 comparaison par marché, alors qu'une comparaison par service est présentée au Tableau  
2 21. Les volumes de l'année 2012 associés au plan d'approvisionnement 2013-2015  
3 correspondent aux prévisions effectuées lors de la révision budgétaire 5/7 2012.

4 **Tableau 20**

**COMPARAISON DES LIVRAISONS PAR MARCHÉ**  
**PLAN 2013-2015 vs PLAN 2012-2014**  
**(avant interruptions)**

	2012	2013	2014	2015
	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>Petits et moyens débits</b>				
1 Plan 2013-2015	2 641,8	2 644,5	2 625,7	2 630,3
2 Plan 2012-2014	2 642,9	2 636,6	2 609,8	s/o
3 Écart	(1,1)	7,9	15,9	s/o
<b>Grandes entreprises</b>				
4 Plan 2013-2015	2 831,3	2 853,1	2 958,8	2 994,8
5 Plan 2012-2014	2 663,5	2 558,0	2 578,9	s/o
6 Écart	167,9	295,1	379,9	s/o
<b>Total</b>				
7 Plan 2013-2015	5 473,1	5 497,6	5 584,4	5 625,2
8 Plan 2012-2014	5 306,4	5 194,6	5 188,7	s/o
9 Écart	166,7	303,0	395,8	s/o

8 **Tableau 21**

**COMPARAISON DES LIVRAISONS PAR SERVICE**  
**PLAN 2013-2015 vs PLAN 2012-2014**  
**(avant interruptions)**

	2012	2013	2014	2015
	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>Service continu</b>				
1 Plan 2013-2015	4 385,9	4 633,2	4 731,3	4 777,0
2 Plan 2012-2014	4 090,3	4 030,1	4 012,3	s/o
3 Écart	295,6	603,1	719,0	s/o
<b>Service interruptible</b>				
4 Plan 2013-2015	1 087,2	864,4	853,1	848,2
5 Plan 2012-2014	1 216,1	1 164,6	1 176,3	s/o
6 Écart	(128,9)	(300,2)	(323,2)	s/o
<b>Total</b>				
7 Plan 2013-2015	5 473,1	5 497,6	5 584,4	5 625,2
8 Plan 2012-2014	5 306,4	5 194,6	5 188,7	s/o
9 Écart	166,7	303,0	395,8	s/o

1 **6. ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE**  
2 **CONTINU**

3 **6.1. Méthodologie du calcul des probabilités**

4 Les scénarios favorable et défavorable présentés au plan d'approvisionnement sont établis  
5 de manière à établir les extrêmes que pourraient atteindre les livraisons si la réalité  
6 divergeait de ce qui est prévu au scénario de base. Bien qu'extrêmes, Gaz Métro présente  
7 ces scénarios comme possibles, mais ayant une probabilité de réalisation faible.

8 Puisqu'il est impossible de mesurer la probabilité conjointe de réalisation des différents  
9 paramètres pouvant conduire aux scénarios extrêmes, l'analyse de probabilité de réalisation  
10 des scénarios au service continu est élaborée à partir de données historiques, comme  
11 demandé par la Régie dans sa décision D-2007-116. Cet historique est constitué des écarts  
12 relatifs aux prévisions entre 1991 et 2011. L'écart de prévision est calculé comme la  
13 différence, en pourcentage, entre les livraisons réelles enregistrées pour chacune de ces  
14 années et la prévision de la première année au scénario de base présentée lors de la cause  
15 tarifaire (prévision un an).

16 Puisqu'une part importante des écarts observés entre les livraisons réelles et prévues des  
17 dernières années s'expliquent par l'arrêt ou l'ouverture de TCE, les volumes associés à ce  
18 client particulier avaient été traités de façon différente lors de la Cause tarifaire 2012<sup>1</sup>. La  
19 même approche a été reprise cette année. Comme l'an passé, les prévisions intègrent, au  
20 scénario favorable, une reprise des activités de génération électrique du client TCE, mais en  
21 période de pointe seulement. Cette éventualité augmente la variabilité possible des  
22 livraisons continues (versus un arrêt complet des activités de génération électrique dans  
23 tous les scénarios), sans pour autant générer le même niveau de risque qu'une reprise ou  
24 une cessation totale de la consommation du client. En effet, la consommation pour une  
25 activité de génération électrique de pointe ne représenterait environ que le tiers de la  
26 consommation associée à une activité dite « normale » du client. Ainsi, afin de refléter  
27 adéquatement cette variabilité possible des livraisons et par cohérence avec la méthode  
28 proposée par le passé, seulement 33% des volumes associés à TCE ont été considérés  
29 dans les volumes historiques au service continu servant au calcul des écarts.

---

<sup>1</sup> Dossier R-3752-2011, Gaz Métro-4, document 1, page 51

Tableau 22

**VOLUMES NORMALISÉS RÉELS ET PRÉVUS**  
**Service continu (avec ajustement pour TCE à 33%)**

Année	Volume réel (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Prévision 1 an (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Écart absolu (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Écart relatif (%)
1 1991	4 197,6	4 210,9	-13,3	-0,31%
2 1992	4 284,9	4 342,9	-58,0	-1,34%
3 1993	4 305,5	4 211,6	93,8	2,23%
4 1994	4 151,9	4 388,6	-236,7	-5,39%
5 1995	4 119,8	4 144,0	-24,2	-0,58%
6 1996	4 363,6	4 420,4	-56,8	-1,28%
7 1997	4 578,0	4 353,7	224,3	5,15%
8 1998	4 634,5	4 528,9	105,6	2,33%
9 1999	4 564,3	4 575,4	-11,2	-0,24%
10 2000	4 661,8	4 606,8	55,0	1,19%
11 2001	4 347,5	4 807,4	-459,9	-9,57%
12 2002	4 352,7	4 454,7	-101,9	-2,29%
13 2003	4 366,1	4 377,6	-11,5	-0,26%
14 2004	4 516,4	4 489,7	26,7	0,59%
15 2005	4 496,4	4 816,1	-319,7	-6,64%
16 2006	4 417,1	4 865,4	-448,3	-9,21%
17 2007	4 702,0	4 621,8	80,2	1,73%
18 2008	4 456,8	4 581,4	-124,7	-2,72%
19 2009	4 071,4	4 400,4	-329,1	-7,48%
20 2010	4 166,1	4 003,8	162,3	4,05%
21 2011	4 208,0	4 058,6	149,4	3,68%

À partir de cet échantillon de 21 données (Tableau 22), des probabilités de déviation du scénario de base ont été établies afin de calculer une probabilité de réalisation des scénarios extrêmes (favorable et défavorable). Ces probabilités sont uniquement construites sur l'erreur de prévision historique et non sur l'information et la connaissance du marché dont dispose Gaz Métro au moment de l'établissement des prévisions ou de situations particulières pouvant affecter la prévision d'une année donnée.

1 La distribution des écarts relatifs a été supposée normale, centrée à zéro et de variance  
 2 calculée à partir de l'échantillon. L'hypothèse selon laquelle la distribution est centrée à zéro  
 3 est en soit peu contraignante puisque la moyenne de l'échantillon est non statistiquement  
 4 différente de zéro. Elle est néanmoins conceptuellement importante puisqu'elle traduit la  
 5 certitude de Gaz Métro de produire au présent dossier une prévision non biaisée. Ce calcul  
 6 de probabilités est fait suivant la méthode présentée au dossier R-3662-2008, à la pièce  
 7 Gaz Métro-5, Document 1 et approuvée par la Régie dans la décision D-2008-140.  
 8 Cependant, pour les années deux et trois du plan d'approvisionnement, les probabilités ont  
 9 été calculées sans extrapolation des écarts-types, comme demandé par la Régie dans sa  
 10 décision D-2008-140.

## 11 **6.2. Probabilités de réalisation des scénarios pour 2013 à 2015**

12 Sur la base des données historiques disponibles, Gaz Métro a calculé que la probabilité  
 13 d'écart de prévision par rapport au scénario de base suit une normale centrée à zéro et de  
 14 variance égale à 0,18 % (ou d'écart-type égal à 4,2 %).

15 Ceci permet de calculer les probabilités d'évolution de la demande autour du scénario de  
 16 base pour 2013 à 2015, telles que présentées au Tableau 23.

17 **Tableau 23**

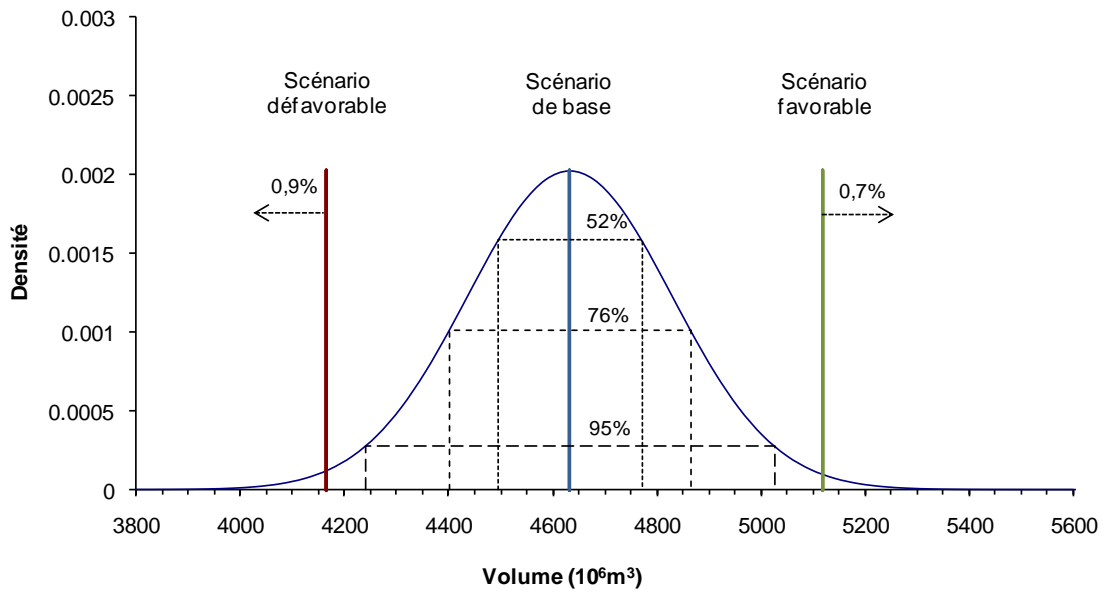
### 18 **PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS** 19 **Service continu**

	Réalisation	Probabilité
1	<b>2012-2013</b>	
2	Volume réel au-dessus du scénario favorable	0,7 %
3	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	98,4 %
4	Volume réel en dessous du scénario défavorable	0,9 %
5	<b>2013-2014</b>	
6	Volume réel au-dessus du scénario favorable	0,1 %
7	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	99,6 %
8	Volume réel en dessous du scénario défavorable	0,3 %
9	<b>2014-2015</b>	
10	Volume réel au-dessus du scénario favorable	0,0 %
11	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	99,8 %
12	Volume réel en dessous du scénario défavorable	0,1 %

1 Le Graphique 11, le Graphique 12 et le Graphique 13 présentent la distribution de  
2 probabilités de réalisation du volume livré pour 2013 à 2015, ainsi que le positionnement  
3 des trois scénarios et la probabilité de se situer dans différents intervalles autour de la  
4 prévision du scénario de base.

5 **Graphique 11**

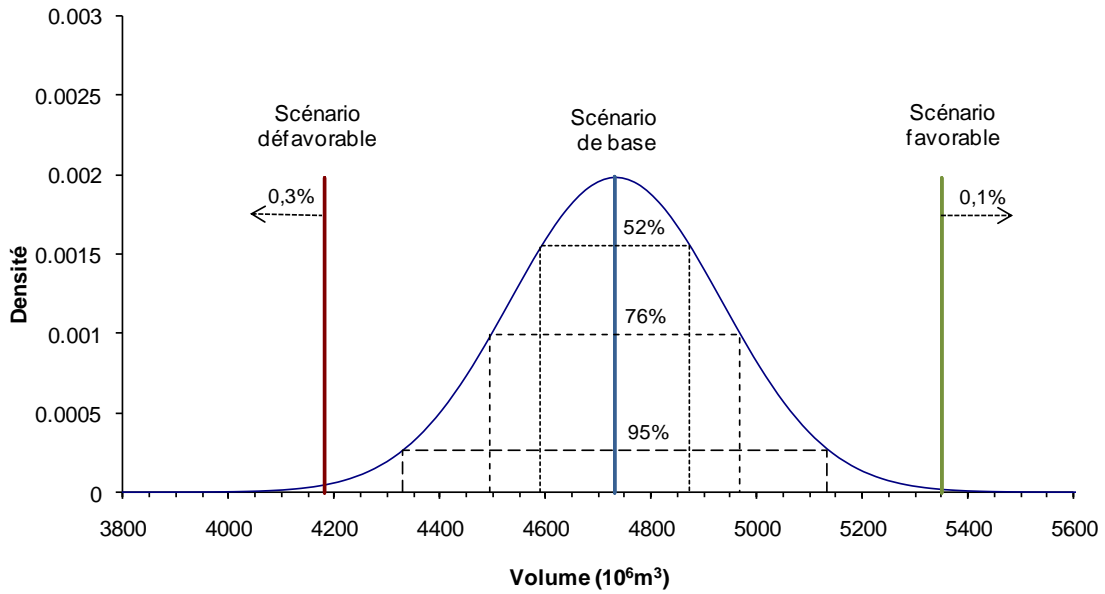
6 **Distribution de probabilités basée sur la prévision 2013**



1  
2

**Graphique 12**

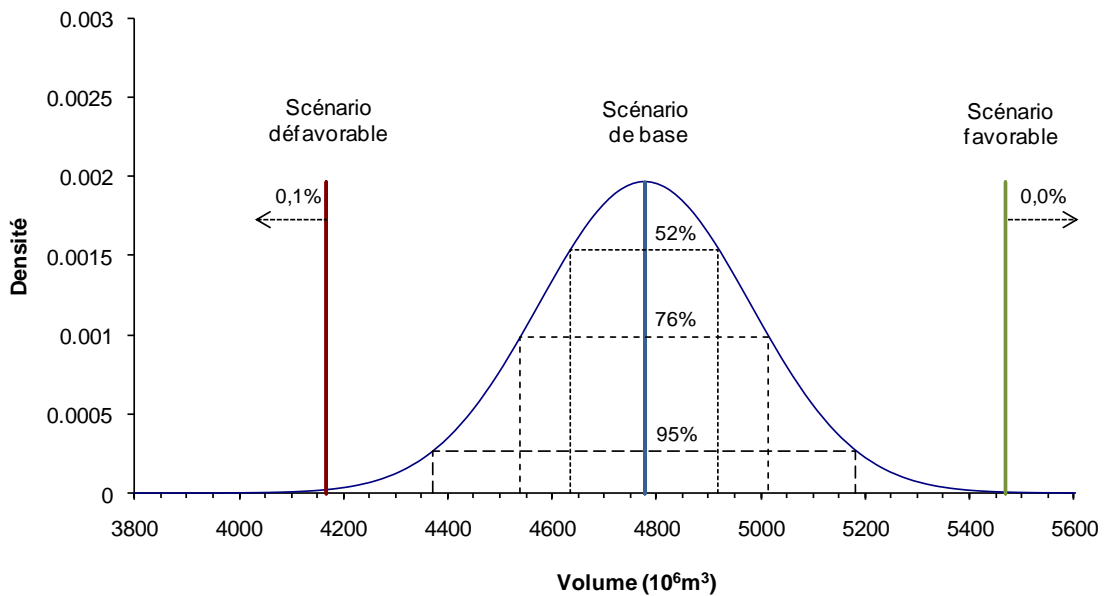
**Distribution de probabilités basée sur la prévision 2014**



3  
4

**Graphique 13**

**Distribution de probabilités basée sur la prévision 2015**



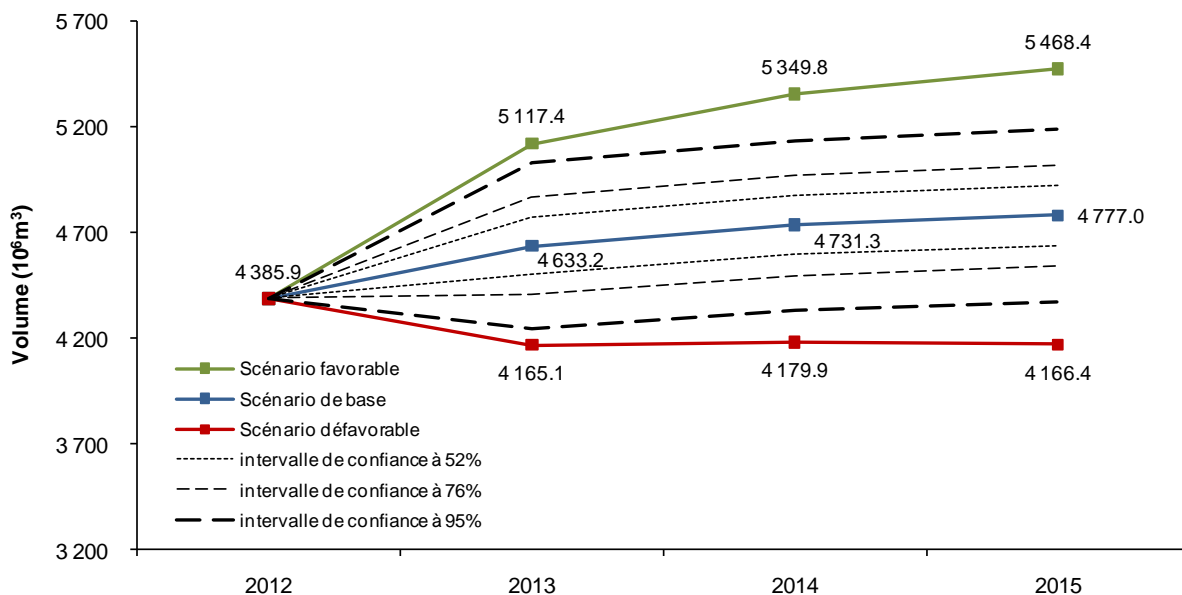


### 6.3. Aperçu sur trois ans

En combinant les probabilités calculées sur les trois années, 2013 à 2015, il est possible de représenter graphiquement les trois scénarios de prévisions ainsi que les probabilités que les livraisons réelles se trouvent dans un certain intervalle autour du scénario de base avec différents niveaux de confiance.

#### Graphique 14

Intervalles de confiance autour des prévisions sur 3 ans



## 7. CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2013-2015

L'objectif premier du plan est d'assurer la sécurité d'approvisionnement tout en veillant à ce que le coût d'utilisation du gaz naturel soit le plus bas possible pour les clients de Gaz Métro.

Gaz Métro contracte les outils nécessaires pour rencontrer la demande continue des clients en journée de pointe, la demande saisonnière des clients continus et, dans la mesure du possible, celle des clients interruptibles. Ces outils doivent par ailleurs être suffisamment flexibles pour s'adapter aux fluctuations de la demande dues au climat et à l'économie.

Gaz Métro optimise les coûts totaux d'approvisionnement en utilisant une combinaison d'outils : des capacités de transport depuis l'Alberta et le sud de l'Ontario, du stockage dans son territoire

1 et hors de son territoire et des livraisons dans son territoire. Par cette combinaison d'outils,  
2 Gaz Métro réitère que sa stratégie vise la mise en place d'un portefeuille d'outils variés et  
3 échelonnés dans le temps.

4 La recherche d'alternatives au gaz de l'Ouest canadien acheminé par TCPL demeure un  
5 objectif prioritaire de Gaz Métro. Dans les causes tarifaires précédentes, Gaz Métro avait  
6 annoncé son intention de se rapprocher de son territoire à moyen terme. D'ailleurs, les  
7 conclusions présentées au groupe de travail sur le projet multipoint furent d'envisager un  
8 déplacement vers Dawn, potentiellement pour novembre 2016, plutôt que de mettre en place un  
9 service permettant la livraison à plusieurs points pour les clients en service de fourniture avec  
10 ou sans transfert de propriété et pour les clients ayant une entente à prix fixe (clients en achat  
11 direct). Le détail de ce projet est présenté à la pièce Gaz Métro-1, Document 16, section 6.

12 En mars 2012, TCPL et Union Gas allaient en appel de soumissions irrévocables, offrant des  
13 capacités de transport sur différents tronçons. Gaz Métro a profité de ces opportunités et a  
14 déposé des offres auprès des deux transporteurs pour des capacités de transport entre Dawn  
15 et son territoire (GMI EDA et GMI NDA). Les soumissions ont été acceptées, bien qu'assorties  
16 de certaines conditions, ce qui fait en sorte qu'un déplacement de la presque totalité des  
17 approvisionnements vers Dawn sera effectué dès le 1<sup>er</sup> novembre 2015<sup>1</sup>. La pièce Gaz Métro-1,  
18 Document 16, section 7 présente le portrait du projet de déplacement de la structure  
19 d'approvisionnement vers Dawn, incluant le détail des soumissions présentées par Gaz Métro,  
20 les enjeux à considérer, une liste des éléments qui devront être analysés et développés ainsi  
21 qu'une analyse de coûts de la nouvelle structure.

22 Simultanément à ces soumissions, Gaz Métro a contracté un échange sur le tronçon Dawn–  
23 GMI EDA avec une tierce partie pour une durée de 10 ans, effectif le 1<sup>er</sup> novembre 2013. Cette  
24 transaction permet de réduire les coûts d'approvisionnement dès l'année 2014.

25 La stratégie d'approvisionnement sur l'horizon du plan sera établie sur une combinaison  
26 d'approvisionnement de l'Alberta et de Dawn [...].

27 Dans les sections suivantes, Gaz Métro abordera de façon plus explicite le contexte gazier qui  
28 lui est propre, les orientations envisagées et les actions prises.

---

<sup>1</sup> À la suite de la réception d'un avis de TCPL, la date initiale du 1<sup>er</sup> novembre 2014 a été reportée (Réf : B-0048 –  
Lettre de déplacement vers Dawn).

1       **7.1. Transport**

2       En 2012, les tarifs de TCPL sont demeurés stables étant donné leur maintien depuis le  
3       1<sup>er</sup> mars 2011. Toutefois, la fin de l'année 2011 a été marquée par la demande de TCPL  
4       auprès de l'Office national de l'énergie (ONÉ) visant à revoir en profondeur la tarification de  
5       son réseau. Cette demande est toujours en cours. Les points majeurs de cette demande  
6       pour Gaz Métro et sa clientèle sont décrits à la pièce Gaz Métro-1, Document 16, section 3.  
7       L'audience relativement à cette demande est prévue au cours du printemps et de l'été 2012  
8       et la décision de l'ONÉ est attendue potentiellement pour la fin de l'année 2012 ou le début  
9       de l'année 2013. La nature et l'ampleur de la solution qui sera ultimement retenue par l'ONÉ  
10      sont inconnues, plusieurs oppositions et propositions ayant été soumises par les différents  
11      intervenants. Il est donc impossible de prévoir exactement la direction que prendront les  
12      tarifs de TCPL au cours des prochaines années. Comme spécifié à la section 1, Gaz Métro  
13      croit que, peu importe la structure tarifaire finale de TCPL, Dawn conservera son avantage  
14      stratégique et le déplacement des approvisionnements de Gaz Métro vers ce point demeure  
15      donc un objectif.

16      Dans ce contexte, Gaz Métro doit tout de même continuer à évaluer les options qui lui sont  
17      disponibles pour approvisionner sa clientèle de façon sécuritaire et au moindre coût. Elle  
18      doit cependant le faire en tenant compte de ses contraintes opérationnelles.

19      À la Cause tarifaire 2012, Gaz Métro avait expliqué qu'elle devait conserver une certaine  
20      capacité de transport entre Empress et son territoire pour rencontrer les besoins des clients  
21      en achat direct étant donné leur obligation de livrer leur fourniture à Empress. Cet élément  
22      demeure valide. Toutefois, cette capacité peut être contractée aussi bien auprès de TCPL  
23      qu'auprès d'une tierce partie. Cette dernière alternative avait déjà été identifiée et exercée  
24      comme stratégie potentielle au plan d'approvisionnement 2012. Il serait donc avantageux de  
25      convertir des contrats primaires en contrats secondaires si les capacités étaient disponibles  
26      sur le marché.

27      Par contre, au cours du projet multipoint, Gaz Métro a identifié un autre élément à  
28      considérer dans l'établissement de la capacité minimale de transport FTLH qui doit être  
29      détenue auprès de TCPL, soit la flexibilité opérationnelle requise en cours de journée (réf. :  
30      Gaz Métro-1, Document 16, section 7.1). Les contrats sur le marché secondaire ne sont pas  
31      modulables en cours de journée. Quant aux contrats FTSH, les deux seules fenêtres de

1 nominations en cours de journée ne peuvent répondre au besoin de flexibilité observée sur  
2 la deuxième moitié de la journée gazière. Gaz Métro a donc besoin, pour le moment, de  
3 contrats FTLH auprès de TCPL pour moduler ses approvisionnements.

4 Gaz Métro a jugé qu'une capacité minimale de transport FTLH auprès de TCPL de  
5 4 751 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (180 000 GJ/jour) vers la zone GMI EDA serait suffisante pour répondre à  
6 son besoin de flexibilité en cours de journée, en conservant sa capacité de 405 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour  
7 (15 327 GJ/jour) vers la zone GMI NDA. La stratégie d'approvisionnement de 2013 à 2015 a  
8 donc été établie en visant ce niveau de capacité FTLH auprès de TCPL.

9 En résumé, les capacités minimales requises entre Empress et le territoire de Gaz Métro  
10 sont définies par le niveau requis pour transporter les livraisons des clients en achat direct.  
11 Le minimum à détenir sur le marché primaire s'élève à 5 156 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (GMI EDA et  
12 GMI NDA), le solde pouvant être comblé par le marché secondaire.

13 Il est à noter que ce besoin de flexibilité en cours de journée n'empêche pas le déplacement  
14 vers Dawn. Comme présentées à la section 7 de la pièce Gaz Métro-1, Document 16,  
15 différentes avenues ont été identifiées afin de conserver toute la flexibilité requise à la  
16 gestion des approvisionnements. Les développements quant à la demande de TCPL auprès  
17 de l'ONÉ orienteront les actions à mettre en place pour obtenir cette flexibilité.

18 En ce qui concerne les différentiels de lieu (« basis ») à Dawn, ceux-ci demeurent bas,  
19 augmentant ainsi l'écart entre le prix de transport inclus dans le différentiel de lieu et le tarif  
20 de TCPL. En raison de cette dynamique de marché au carrefour de Dawn, Gaz Métro doit  
21 évaluer l'opportunité de contracter des outils de transport additionnels sur le tronçon Dawn–  
22 GMI EDA, si l'avantage financier demeure présent.

## 23 **7.2. Fourniture de gaz naturel**

24 La stratégie d'acquisition de fourniture de Gaz Métro pour l'année financière 2012-2013 a  
25 été adaptée pour refléter les mouvements de la structure d'approvisionnement se déplaçant  
26 vers Dawn.

27 La projection des achats à Dawn en 2013 représente plus de 85 % des achats totaux de gaz  
28 naturel. Dawn est un carrefour d'échange (« hub ») et non pas un bassin de production.  
29 Pour effectuer les transactions d'achats à Dawn, Gaz Métro procède par invitation. Les  
30 critères pour choisir un fournisseur sont : le différentiel de lieu demandé (la prime),

1 l'expérience passée et la notation de crédit. Pour ce qui est de la durée des contrats  
2 d'achats, Gaz Métro vise l'appariement des achats de fourniture avec la demande.  
3 Gaz Métro planifie donc la modulation des achats à Dawn en fonction de la variation de la  
4 demande, tant sur une base mensuelle, qu'annuelle et pluriannuelle. La section 8.1 décrit  
5 plus amplement les contrats existants.

6 Gaz Métro demeure prudente dans ses engagements afin de conserver toute la flexibilité  
7 dont elle pourrait avoir besoin si le contexte gazier entraînait un changement des besoins à  
8 Dawn.

9 En ce qui concerne la projection d'achats à Empress en 2013, elle est en moyenne de  
10 701 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour et fluctuera au cours de l'année en fonction des livraisons réelles des clients  
11 en achat direct. Gaz Métro effectuera ces achats quotidiennement, sur une base « spot ».

### 12 **7.3. Autres sources d'approvisionnement**

13 Toujours dans la perspective d'une diversification de ses approvisionnements, Gaz Métro  
14 continue de suivre de près le développement de l'industrie du biométhane au Québec. À cet  
15 effet, certains projets sont en discussion. Toutefois, plusieurs étapes restent à compléter  
16 avant leur concrétisation, dont notamment le dépôt à la Régie d'un projet pour la distribution  
17 du biométhane produit sur le territoire de Gaz Métro. Afin de ne pas présumer d'une  
18 décision éventuelle de la Régie, aucun achat de biométhane n'est prévu dans l'horizon du  
19 plan d'approvisionnement. Il est à noter que Gaz Métro a eu l'opportunité de contracter du  
20 gaz naturel auprès d'un producteur de biogaz directement dans son territoire pour la période  
21 du 1<sup>er</sup> novembre 2010 au 31 mars 2012. Toutefois, le producteur ne pouvait renouveler ce  
22 contrat avec Gaz Métro, car il désirait utiliser ce gaz à d'autres fins. Gaz Métro demeure tout  
23 de même à l'affût des développements potentiels de ce marché.

24 Gaz Métro suit également le développement du gaz de shale de l'Utica sur la rive sud du  
25 Saint-Laurent, entre Québec et Montréal et s'intéresse, sur un horizon à plus long terme, au  
26 développement des divers projets des terminaux méthaniers et espère pouvoir négocier  
27 auprès d'éventuels fournisseurs afin d'être desservie en gaz naturel directement au Québec,  
28 à partir d'un terminal méthanier. Sur l'horizon du plan 2013-2015, aucune source  
29 d'approvisionnement provenant des ports méthaniers ou du bassin de gaz de shale de  
30 l'Utica n'a été intégrée à la structure d'approvisionnement. Ces sources potentielles  
31 d'approvisionnement, même si elles ne font pas directement partie de l'horizon du plan,

1       restent présentes dans la réflexion que Gaz Métro porte sur sa structure  
2       d'approvisionnement futur.

3       Si de nouvelles sources d'approvisionnements deviennent disponibles dans l'horizon du  
4       plan, Gaz Métro verra, le cas échéant, à réorganiser sa structure d'approvisionnement pour  
5       les intégrer.

#### 6       **7.4. Équilibrage**

7       Les besoins en équilibrage sont en partie comblés par les sites d'entreposage situés dans le  
8       territoire de Gaz Métro. Ces sites sont composés de l'usine LSR et des deux sites  
9       d'entreposage souterrain d'Intragaz (Saint-Flavien et Pointe-du-Lac).

10       L'usine LSR est un approvisionnement de pointe. Il est donc utilisé comme dernier outil  
11       d'approvisionnement.

12       Les caractéristiques physiques du site de Saint-Flavien impliquent un profil de retrait  
13       spécifique défini à l'avance. Une utilisation complète du gaz naturel entreposé à ce site est  
14       prévue sur la période de l'hiver. Le début et la fin des retraits, ainsi que la période  
15       d'interruption pour la période des fêtes, peuvent être modulés par Gaz Métro en fonction  
16       des besoins découlant principalement des prévisions de température. Cette flexibilité, même  
17       si elle semble limitée, permet de réduire le niveau des approvisionnements requis pour  
18       répondre à la demande de l'hiver extrême.

19       Les caractéristiques du site d'entreposage de Pointe-du-Lac permettent une modulation des  
20       injections et des retraits en cours de journée, sur la période de l'hiver, avec une dernière  
21       fenêtre de nominations trois heures avant la fin de la journée gazière. Ce site peut  
22       également être cyclé, c'est-à-dire que le gaz peut être retiré et réinjecté par la suite,  
23       permettant de maintenir un débit élevé de retrait et offrant un volume total de gaz sur la  
24       période de l'hiver supérieur à la capacité physique du site. Il est le dernier outil utilisé avant  
25       l'interruption, en partie ou en totalité, de la clientèle interruptible. Il est donc partiellement  
26       utilisé pour répondre à la demande de pointe.

27       Les besoins d'équilibrage sont également comblés en utilisant le site d'entreposage  
28       souterrain de Union Gas, situé à Dawn, au sud de l'Ontario. Ce site d'entreposage est un  
29       outil très flexible en terme de débit de gaz journalier. Il permet une modulation aisée du  
30       débit de gaz en cours de journée gazière par ses diverses fenêtres de nominations. Ainsi,

1 les capacités de retrait ou d'injection de ce site permettent de répondre aux fluctuations de  
2 la demande de la clientèle tout au long de l'année.

3 Finalement, Gaz Métro couvre aussi les besoins d'équilibrage par des achats de gaz naturel  
4 effectués directement à Dawn, les volumes afférents étant transportés sur des contrats de  
5 transport FTSH et/ou STS.

6 La flexibilité opérationnelle des différents sites d'entreposage correspond à un besoin en  
7 équilibrage. Ainsi, Gaz Métro prévoit maintenir l'ensemble de ses capacités d'entreposage  
8 dans l'horizon du plan d'approvisionnement.

## 9 **7.5. Conclusion**

10 Sur l'horizon du plan 2013-2015, la structure d'approvisionnement de Gaz Métro continuera  
11 à se déplacer vers Dawn. [...]

12 Les sections 8 et 9 ci-après présentent plus spécifiquement les orientations prises dans la  
13 planification des approvisionnements gaziers sur l'horizon 2013-2015.

14 Gaz Métro demeure à l'affût de toutes possibilités qui lui permettraient de diminuer les coûts  
15 d'approvisionnement. Cette vision est d'autant plus importante que le contexte gazier dans  
16 lequel Gaz Métro évolue est en pleine restructuration.

## 17 **8. CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS**

18 Cette section porte principalement sur les différents contrats d'approvisionnement contractés  
19 par Gaz Métro. La structure d'approvisionnement est présentée par composante : la fourniture  
20 de gaz naturel, le transport et l'équilibrage.

### 21 **8.1. Fourniture de gaz naturel**

#### 22 **8.1.1. Clients en service de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro**

23 Gaz Métro achète le gaz retiré par les clients en service de fourniture de gaz naturel du  
24 distributeur. Elle le fait à différents points de réception et auprès de différents  
25 fournisseurs. De plus, Gaz Métro doit acheter et fournir le gaz de compression  
26 nécessaire au transport du gaz naturel.

1 La majeure partie des achats de fourniture de gaz naturel par Gaz Métro est effectuée  
2 au point Dawn. Une partie des quantités projetées pour l'année 2012-2013 est déjà  
3 contractée, principalement les achats requis sur la période de l'hiver. Pour les quantités  
4 restantes, Gaz Métro attendra la fin de l'hiver 2013 avant de contracter ces achats.  
5 Cette approche permet de conserver une marge de manœuvre relativement au niveau  
6 d'achats de fourniture à concrétiser suite au constat de la demande réelle observée sur  
7 la période d'hiver.

8 Une portion du gaz naturel pour les clients en service de fourniture de Gaz Métro est  
9 également achetée directement au point Empress. Sur l'horizon du plan, aucun contrat  
10 d'achat à ce point n'a été signé d'avance.

11 Pour les volumes additionnels requis au cours de l'année, les achats seront effectués  
12 sur le marché « spot » aux différents points d'acquisition.

13 Le portefeuille de contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz naturel et en gaz de  
14 compression de Gaz Métro est présenté à la pièce Gaz Métro-1, Document 3. La date  
15 d'échéance, le point de livraison ainsi que les volumes quotidiens et annuels reliés à  
16 chacun de ces contrats pour le plan d'approvisionnement 2013-2015 sont spécifiés. Le  
17 tableau présente également les totaux visés au plan d'approvisionnement 2013 et le  
18 ratio qui est contracté à ce jour par rapport à ces totaux.

#### 19 Volume de fourniture requis pour l'année 2012-2013

20 Pour l'année 2012-2013, le volume total de la fourniture de gaz naturel et du gaz de  
21 compression à acheter par Gaz Métro est estimé à  $2\,017\,10^6\text{m}^3$ . De cette quantité,  
22  $1\,940\,10^6\text{m}^3$  sont attribués spécifiquement à la demande de fourniture de gaz naturel de  
23 la clientèle. La différence est requise pour couvrir le restant de la demande (gaz perdu,  
24 usage de la compagnie), la variation nette des retraits et injections d'inventaires ainsi  
25 que le gaz de compression<sup>1</sup> requis pour transporter la fourniture de l'Alberta au territoire  
26 de Gaz Métro.

27 Un volume de fourniture de  $1\,004\,10^6\text{m}^3$  est déjà contracté. Gaz Métro a ainsi sécurisé  
28 près de 50 % des achats totaux en service de fourniture de gaz naturel.

---

<sup>1</sup> Les pourcentages de gaz de compression projetés sont indiqués à la pièce Gaz Métro-3, Document 4, page 3.



1 Il est à noter qu'au volume total mentionné ci-dessus vient s'ajouter le volume contracté  
2 pour les clients engagés auprès de Gaz Métro dans une entente de fourniture à prix fixe  
3 approvisionnée par un fournisseur spécifique. Pour l'année 2012-2013, le volume annuel  
4 est estimé à 329 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

5 Prix du service de fourniture

6 Le prix moyen de référence pour la fourniture de gaz naturel pour l'année 2012-2013 est  
7 de 12,125 ¢/m<sup>3</sup> (3,20 \$/GJ). Ce prix est basé sur les prévisions de prix de la fourniture  
8 de gaz naturel pour la période étudiée. Il inclut l'effet des produits dérivés ainsi que les  
9 coûts à transférer du service de fourniture au service d'équilibrage correspondant à  
10 l'interfinancement relié au profil d'achat de la fourniture. La section 2.2 « Hypothèses  
11 énergétiques » du présent document présente le détail de l'évaluation du prix.

12 Prix projetés pour les achats à Dawn

13 Les achats à Dawn contractés d'avance sont transigés en fonction de l'indice AECO  
14 auquel s'ajoute une prime, le différentiel de lieu. Les achats quotidiens « spot » sont  
15 transigés à prix fixe, mais sont comptabilisés sous la forme de l'indice AECO plus un  
16 différentiel de lieu.

17 Sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2013-2015, la projection des différentiels de  
18 lieu est la suivante :

19 **Tableau 24**

Année	Différentiel de lieu à Dawn	
	\$/GJ	¢/m <sup>3</sup>
2012-2013	0,730	2,765
2013-2014	0,672	2,546
2014-2015	0,635	2,404

20 Ces prix projetés représentent le prix moyen, pondéré par les volumes, des différentiels  
21 de lieu pour les différents achats projetés à chacune des années, selon les projections

1 fournies par les tierces parties. Ces prix moyens considèrent également les différentiels  
 2 de lieu des transactions déjà concrétisées sur l'horizon du plan.

3 Les coûts des achats à Dawn sont par la suite fonctionnalisés entre les services de  
 4 fourniture, compression, transport et équilibrage, conformément à la méthode approuvée  
 5 dans la décision D-2011-164.

6 Ainsi, pour la Cause tarifaire 2013, le différentiel de lieu est scindé entre les services  
 7 comme suit :

- 8 • Fourniture : prix moyen de transport du marché entre AECO et Empress projeté  
 9 par les tierces parties pour les différents achats ;
- 10 • Compression : prix moyen de compression établi selon le ratio du marché entre  
 11 Empress et Dawn projeté par les tierces parties pour les différents achats ;
- 12 • Transport : prix de transport annuel du marché entre Empress et Dawn ;
- 13 • Équilibrage : solde du différentiel de lieu.

14 Le Tableau 25 présente la répartition du différentiel de lieu moyen à Dawn pour l'année  
 15 2013 pour un volume projeté d'achats à Dawn de 1 754 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2013.

16 **Tableau 25**

	Différentiel de lieu	Fonctionnalisation par service				
		Fourniture	Compression	Transport & équilibrage	Transport annuel	Équilibrage
	(1)	(2)	(3)	(4) = (1)-(2)-(3)	(5)	(6) = (4)-(5)
\$/GJ	0,730	-0,137	0,072	0,794	0,672	0,122
¢/m <sup>3</sup>	2,764	-0,520	0,274	3,010	2,546	0,464
(000 \$)	48 479	-9 112	4 804	52 787	44 652	8 135

17 La valeur du transport annuel (colonne 5 du Tableau 25) est égale à la moyenne des  
 18 « Futures » publiés durant le mois de février 2012 par les deux sources de référence :

- 19 ○ TD Energy Trading Inc. – Energy Daily
- 20 ○ BP Canada Energy Company – natural gas north american structured  
 21 products end user newsletter.

22 Le Tableau 26 présente l'évaluation de ce prix de transport annuel.



1 Les clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété fournissent leur  
2 gaz de compression.

### 3 **8.2. Transport**

4 Les modalités relatives aux capacités quotidiennes et annuelles de transport inscrites dans  
5 les différents contrats avec les transporteurs TCPL, Union Gas et les tierces parties sont  
6 présentées à la pièce Gaz Métro-1, Document 4, page 1. Ce document détaille les débits au  
7 1<sup>er</sup> octobre, 1<sup>er</sup> novembre et 1<sup>er</sup> décembre 2012, ainsi que les échéances des différents  
8 contrats de transport. Les modalités de renouvellement sont également indiquées.

9 La Carte 1 présentée à la page 7 du présent document illustre les différents segments de  
10 transport (items encadrés). Le portefeuille de contrats de transport que possède Gaz Métro  
11 peut être décomposé en neuf parties selon les segments parcourus, incluant les contrats de  
12 transport par échange.

13 La capacité totale de transport contractée auprès de TCPL entre Empress et GMI EDA  
14 (FTLH) a été modifiée comme suit entre les Causes tarifaires 2012 et 2013 :

15	Débits totaux FTLH – Cause tarifaire 2012	5 444 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
16	1. Conservation d'une capacité au 1 <sup>er</sup> nov. 2011	+263 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
17	2. Clients qui fourniront leur transport au 1 <sup>er</sup> nov. 2012	-253 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
18	3. Non-renouvellement au 1 <sup>er</sup> nov. 2012	
19	remplacé par du transport Empress-GMI EDA et	
20	Dawn-GMI EDA	-703 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
21	Débits totaux FTLH – Cause tarifaire 2013	4 751 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour

22 Gaz Métro a décontracté au 1<sup>er</sup> novembre 2012 près de 17 % de la capacité de transport  
23 FTLH détenue entre Empress et GMI EDA à cette date. Une majeure partie de cette  
24 capacité a toutefois été remplacée. Les explications relatives à ces mouvements sont les  
25 suivantes :

26 1. De la quantité non renouvelée auprès de TCPL qui avait été identifiée à la Cause  
27 tarifaire 2012, Gaz Métro a conservé 263 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>. Ce besoin a été identifié à la suite de la  
28 migration d'un client majeur du service interruptible au service continu. L'information a  
29 été communiquée à Gaz Métro en avril 2011, ce qui lui a permis de modifier les  
30 capacités de transport non renouvelées auprès de TCPL dans les délais prescrits, mais  
31 trop tard pour une intégration à la Cause tarifaire 2012.

1 2. Les capacités qui seront fournies directement par les clients qui se retirent du service du  
2 distributeur à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2012 permettent à Gaz Métro de réduire d'autant  
3 ses besoins de transport FTLH.

4 3. Gaz Métro poursuit son objectif de diminution des coûts d'approvisionnement en  
5 remplaçant des capacités de transport FTLH par des ententes de transport par échange  
6 entre Empress et son territoire. Le débit quotidien de transport FTLH auprès de TCPL  
7 renouvelé à la Cause tarifaire 2013 représente le niveau que Gaz Métro juge nécessaire  
8 pour répondre aux besoins de flexibilité opérationnelle.

9 À la section 7, Gaz Métro a précisé qu'elle avait participé à des appels de soumissions de  
10 TCPL et Union Gas dans le but de déplacer la majorité de ses approvisionnements vers  
11 Dawn dès le 1<sup>er</sup> novembre 2015. Les soumissions ont été acceptées et des contrats de  
12 « Precedent Agreement » seront convenus entre les parties. Le Document 4 intègre ces  
13 nouveaux contrats, les débits étant indiqués à la note de bas de page.

14 Gaz Métro a également profité d'une offre faite par une tierce partie lui permettant  
15 d'augmenter son approvisionnement à partir de Dawn. Cette offre prend la forme d'un  
16 échange entre Dawn et GMI EDA qui prendra effet le 1<sup>er</sup> novembre 2013. Ce contrat a  
17 également été intégré à la pièce Gaz Métro-1, Document 4. Des informations additionnelles  
18 sur cette transaction sont présentées à la section 7.3 de la pièce Gaz Métro-1,  
19 Document 16.

20 Il est à noter qu'une partie des capacités de transport additionnelles requises pour l'année  
21 2013 ont déjà été concrétisées. Elles sont donc intégrées à la pièce Gaz Métro-1,  
22 Document 4. Le détail des besoins est présenté à la section 9.1.5 du présent document.

### 23 Services de transport et d'équilibrage fournis par le client

24 Pour l'année 2012-2013, 179 clients fournissant leur propre service de transport, incluant le  
25 client en biogaz, détiendront une capacité journalière moyenne de 1 712 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en  
26 octobre 2012 et 2 015 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de novembre 2012 à septembre 2013. Cela représente un  
27 volume annuel total de 726 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

28 Le nombre de clients utilisant leur propre service de transport a significativement augmenté  
29 par rapport à l'an dernier, passant de 39 à 179 clients. Cette augmentation provient en

1 majorité d'un groupe de clients du milieu hospitalier desservi par un même fournisseur de  
2 service.

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

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

#### 11 Gaz d'appoint

12 Une demande de 143 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en service de gaz d'appoint concurrence est intégrée à la  
13 Cause tarifaire 2013. La capacité de transport additionnelle requise pour desservir cette  
14 clientèle a été intégrée au plan d'approvisionnement.

#### 15 **8.2.1. Coûts de transport**

16 Les différents tarifs payés à TCPL et Union Gas pour l'utilisation du transport contracté  
17 sur leur réseau sont présentés à la pièce Gaz Métro-1, Document 4, page 2.

#### 18 Gaz d'appoint concurrence

19 Les coûts de transport associés aux volumes de gaz d'appoint concurrence sont à un  
20 prix unitaire moyen de 5,263 ¢/m<sup>3</sup>, correspondant à la moyenne pondérée des ententes  
21 déjà réalisées et une projection de prix obtenue d'une tierce partie.

#### 22 **8.3. Équilibrage**

23 Le portefeuille d'outils d'entreposage de Gaz Métro est constitué de quatre sites : les deux  
24 sites d'Intragaz (Pointe-du-Lac et Saint-Flavien), le site de Union Gas et une usine de  
25 liquéfaction (LSR) dont Gaz Métro est la propriétaire. La Carte 1 présentée à la page 7 du  
26 présent document illustre les différents sites d'entreposage (items encerclés).

27 Le tableau de la pièce Gaz Métro-1, Document 5, page 1 détaille les contrats actuellement  
28 détenus par Gaz Métro avec chacune des parties. La pièce indique pour chaque contrat les

1 volumes totaux d'entreposage ainsi que les capacités de retrait et d'injection. L'échéance  
2 relative à chacun des contrats y est également spécifiée.

3 Les contrats détenus auprès d'Intragaz viennent à échéance le 30 avril 2013.

4 Pour ce qui est des capacités d'entreposage détenues chez Union Gas, une capacité de  
5  $116\ 10^6\text{m}^3$  viendra à échéance le 30 avril 2013.

6 Gaz Métro suppose le renouvellement de ces capacités d'entreposage dans l'établissement  
7 de son plan d'approvisionnement.

8 Les caractéristiques de l'usine LSR ont été revues pour refléter les modalités  
9 opérationnelles du site. Ces caractéristiques sont importantes à définir afin d'évaluer  
10 adéquatement les coûts d'utilisation de l'usine pour les ventes de GNL.

#### 11 Capacité totale et capacité utile

12 Par le passé, au plan d'approvisionnement, il n'y a jamais eu de distinction entre la  
13 capacité physique d'entreposage de l'usine LSR et la capacité utile disponible pour  
14 retrait, souvent appelée volume utile. Or, ces deux valeurs ne sont pas équivalentes.  
15 Des contraintes techniques empêchent d'extraire la totalité du GNL des réservoirs, les  
16 deux derniers pieds de gaz liquide ne pouvant être retirés par vaporisation ou par  
17 chargement. Ainsi, la capacité disponible au retrait s'élève à  $56\ 600\ 10^3\text{m}^3$  (volume utile)  
18 au lieu des  $58\ 591\ 10^3\text{m}^3$  véhiculés par le passé. Une capacité de  $300\ 10^3\text{m}^3$  a été  
19 réservée à Gaz Métro Solutions Transport pour l'année 2013. Ainsi, la capacité utile  
20 résiduelle pour l'activité réglementée est de  $56\ 300\ 10^3\text{m}^3$ .

21 Veuillez vous référer à la pièce Gaz Métro-1, Document 14, pour le traitement des  
22 ventes de GNL.

#### 23 Capacité de liquéfaction brute et nette

24 Les notions de capacité de liquéfaction brute et nette à l'usine LSR ont été intégrées. La  
25 capacité nette correspond à la capacité de liquéfaction brute, diminuée de l'évaporation,  
26 soit l'effet net sur les réservoirs de l'usine.

#### 27 Capacité de liquéfaction en hiver

28 Gaz Métro a considéré la possibilité de liquéfier en hiver dans l'évaluation de ces  
29 besoins pour l'hiver extrême. Gaz Métro a déposé à la Régie une demande

1 d'autorisation relative à un investissement à l'usine LSR et à un ajustement aux  
2 modalités de l'activité de ventes de GNL (réf. : R-3800-2012, Gaz Métro-1, Document 1,  
3 section 10). Cet investissement permettrait d'étendre la période de liquéfaction à la  
4 saison hivernale et donc de considérer qu'il est possible de cycler l'entreposage de  
5 l'usine LSR en cas d'hiver extrême.

6 La liquéfaction en hiver est possible lorsqu'il y a des excédents de transport pour pouvoir  
7 amener le gaz naturel jusqu'au territoire de Gaz Métro. L'interruption des clients  
8 interruptibles est également considérée, permettant ainsi de libérer des quantités  
9 d'approvisionnement en vue de liquéfier le gaz et d'augmenter les inventaires réservés à  
10 l'usine LSR pour l'activité réglementée. Ces interruptions seraient alors considérées  
11 pour soutenir les inventaires.

12 Ces modalités ont été considérées dans l'analyse des besoins pour l'hiver extrême  
13 seulement. Le plan d'approvisionnement à conditions normales ne requiert pas de  
14 liquéfaction en hiver pour l'activité réglementée.

### 15 **8.3.1. Coûts d'entreposage**

16 Les tarifs de Union Gas et d'Intragaz, pour les sites de Pointe-du-Lac et de  
17 Saint-Flavien, apparaissent à la pièce Gaz Métro-1, Document 5, page 2.

18 En ce qui concerne les coûts pour les capacités d'entreposage venant à échéance au  
19 cours de l'année 2013, les tarifs présentement en vigueur sont maintenus.

## 20 **9. PLANIFICATION D'APPROVISIONNEMENTS**

21 Cette section décrit les outils d'approvisionnement qui seront potentiellement requis pour les  
22 trois années du plan. La première section présente la structure d'approvisionnement requise  
23 pour la première année du plan d'approvisionnement, incluant la stratégie mise en place pour le  
24 renouvellement des contrats de transport de Gaz Métro. Les autres sections présentent les  
25 structures requises sur l'horizon du plan triennal et selon les différents scénarios : base,  
26 favorable et défavorable.

27 Le plan d'approvisionnement présenté dans cette section est établi en incluant les différents  
28 éléments relatifs au traitement des ventes de GNL à Gaz Métro Solutions Transport. **Les plans**  
29 **comparatifs sont présentés** spécifiquement à la pièce Gaz Métro-1, Document 14.



1 Les outils déjà sous contrat ne permettent pas de répondre à la demande et amènent  
2 Gaz Métro à contracter des capacités de transport sur le marché secondaire pour l'année 2013.  
3 Une partie de ces achats découlent des outils de remplacement requis à la suite de la réduction  
4 de la capacité d'entreposage de l'usine LSR disponible à l'activité réglementée.  
5 Gaz Métro retournera tout de même à TCPL une partie de sa capacité FTLH en la remplaçant  
6 par des transactions de transport par échange. Gaz Métro agit en ce sens afin de réduire ces  
7 coûts d'approvisionnement, tout en maintenant la sécurité d'approvisionnement et sa flexibilité  
8 opérationnelle en cours de journée.

## 9 **9.1. Planification pour l'année 2012-2013**

### 10 **9.1.1. Demande et sources d'approvisionnement gazier**

11 La pièce Gaz Métro-1, Document 6 présente la planification annuelle pour l'année 2013.

#### 12 **Hiver**

13 La demande totale s'élève à 3 226 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> pour la période d'hiver. L'approvisionnement  
14 pour répondre à la demande totale avant interruption se chiffre à 3 159 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, incluant  
15 les retraits des inventaires. Ainsi, un volume d'interruption de 67 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> est requis pour  
16 répondre à la demande d'hiver durant les mois d'épaulement.

#### 17 **Été**

18 Durant l'été, la demande totale prévue s'élève à 2 949 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. L'approvisionnement défini  
19 pour répondre à cette demande considère les différentes capacités de transport  
20 disponibles, les volumes d'achat de gaz naturel à Dawn ainsi que les retraits des sites  
21 d'entreposage.

22 Tout comme l'an dernier, la capacité de transport FTLH ne suffit plus à répondre à la  
23 demande estivale dans le territoire de Gaz Métro. Gaz Métro prévoit donc utiliser une  
24 partie de ses capacités de transport FTSH en été. Ainsi, les achats à Dawn prévus en  
25 été ne serviront pas uniquement à la demande d'injection chez Union Gas, mais  
26 également à la demande de la clientèle dans le territoire de Gaz Métro.

27 Il est à noter qu'aucune capacité de transport FTLH non utilisée n'est prévue. Étant  
28 donné que la structure d'approvisionnement requiert des achats à Dawn en été et que la  
29 quantité prévue est significative, c'est cette quantité d'achats qui fluctuera. En effet, d'un

1 point de vue opérationnel, Gaz Métro utilisera la totalité de son transport FTLH et  
2 modulera les achats « spot » à Dawn, le cas échéant.

3 Au niveau des quantités prévues de retrait et d'injection à l'usine LSR pour l'année  
4 2013, celles-ci sont différentes des années antérieures principalement en raison de  
5 travaux de réfection qui auront été effectuées en 2012, dernière phase de ce projet. De  
6 façon plus spécifique, ces travaux entraînent une période de liquéfaction du 1<sup>er</sup> octobre  
7 au 15 décembre. De plus, l'impact des ventes de GNL dans la gestion de l'usine LSR a  
8 été considéré. Le détail est présenté à la pièce Gaz Métro-1, Document 14.

### 9 **9.1.2. Journée de pointe**

10 Dans la décision D-2009-156, la Régie approuvait la méthode suivante d'évaluation de  
11 la journée de pointe :

#### 12 **Établissement de la journée de pointe**

13 La combinaison représentant la journée de pointe estimée historique des 20 dernières  
14 années pour la demande continue est identifiée en appliquant les facteurs de la  
15 régression linéaire (ci-après décrite) aux combinaisons « degrés-jours et vent » réels  
16 réchauffés des 20 dernières années, évalués en base 13°C.

17 La régression linéaire est établie en considérant les facteurs calorifiques ( $DJ_t$  et  $DJ_{t-1}$ ), le  
18 facteur croisé de la température et du vent ( $DJ \times V$ ) et le facteur de base maximal  
19 journalier et mensuel, sous la base de référence 13°C, en fonction des volumes  
20 quotidiens réels de la clientèle aux tarifs  $D_1$  et  $D_M$  observés du 1<sup>er</sup> novembre 2010 au 31  
21 mars 2011. Un facteur d'ajustement est par la suite appliqué pour refléter la demande  $D_1$   
22 de la Cause tarifaire 2013. Le facteur de base de la régression linéaire est majoré pour  
23 considérer les volumes quotidiens de la clientèle aux tarifs  $D_3$  et  $D_4$ .

24 Le Tableau 27 présente les résultats de la régression ainsi que les combinaisons des  
25 cinq journées historiquement les plus froides des 20 dernières années ; la journée du  
26 15 janvier 2004 est identifiée comme la journée de pointe historique avec une valeur de  
27 29 077 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>.

1 **Tableau 27**

Élément	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation – 5 jours les plus froids Base 13 et températures réchauffées				
		15-01-04	15-01-94	06-02-95	14-01-04	16-01-94
Date		15-01-04	15-01-94	06-02-95	14-01-04	16-01-94
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	12 074,88					
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	291,20	36,85	40,03	36,91	39,50	37,29
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	91,38	39,50	26,40	33,48	35,21	40,03
DJ x V (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> / DJxkm/h)	2,09	1 272,35	1 118,44	983,46	475,93	561,35
<b>Volume projeté (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>		29 077	28 484	27 940	27 790	27 766

1           **9.1.3. Évaluation du volume pour une journée à 39 DJ et vent moyen à cette**  
2                           **température**

3           À titre informatif, le tableau suivant présente la projection de volume pour une journée  
4           comportant 39 DJ, 37 DJ pour le jour précédent et un vent moyen de 15 km/h sur la  
5           base des paramètres de la régression utilisée dans le calcul de la journée de pointe :

6           **Tableau 28**

<b>Facteurs</b>	<b>Paramètres de régression 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup></b>	<b>Paramètres d'évaluation</b>	<b>Volume 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup></b>
Base	12 074,88		12 075
DJ	291,20	39	11 357
DJ <sub>t-1</sub>	91,38	37	3 381
DJ x Vent	2,09	585	1 223
<b>Volume projeté</b>			<b>28 036</b>

7           **9.1.4. Débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême**

8           Certaines situations potentielles en cours d'hiver entraînent une incertitude sur la  
9           demande à approvisionner, telles que :

- 10           • la variabilité de la demande continue et interruptible ;
- 11           • l'incertitude des prévisions météorologiques ; et
- 12           • les conséquences de la gestion des interruptions et des pratiques commerciales de  
13           Gaz Métro, incluant le respect de la garantie de service au volet B.

14           Ces éléments ne peuvent être quantifiés pour permettre une évaluation précise des  
15           outils requis pour couvrir l'hiver extrême. Gaz Métro s'assure toutefois de sécuriser les  
16           outils d'approvisionnements nécessaires pour être en mesure de faire face à ces  
17           situations, c'est-à-dire de détenir les outils pour répondre à l'hiver extrême.

18           Dans la décision D-2009-156, la Régie approuvait la méthode d'évaluation suivante pour  
19           l'hiver extrême :

1        **Identification de l'hiver extrême**

2        L'hiver historique le plus froid des 20 dernières années est identifié en appliquant :

- 3            • les facteurs sans ajustement de la régression linéaire obtenus pour l'établissement
- 4            de la journée de pointe de la demande continue ;
- 5            • aux combinaisons « degrés-jours et vent » réchauffés des 20 dernières années,
- 6            évalués en base 13°C.

7        Le Tableau 29 présente les volumes projetés reliés à la température de la clientèle

8        continue ( $D_1$  et  $D_M$ ) pour les cinq hivers historiquement les plus froids ; l'hiver 1993-1994

9        est identifié comme l'hiver historique extrême des 20 dernières années.

10       **Tableau 29**

<b>Année</b>	<b>Volumes projetés 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup></b>
<b>1993-1994</b>	<b>1 269 343</b>
2002-2003	1 240 734
1995-1996	1 228 366
1991-1992	1 199 149
2003-2004	1 192 749

11       **Établissement de la demande pour l'hiver extrême**

12       La demande saisonnière de l'hiver extrême est établie en appliquant

- 13            • les mêmes facteurs de régression linéaire que ceux prévus au plan soit :
  - 14            ➤ les facteurs calorifiques ( $DJ_t$  et  $DJ_{t-1}$ ), le facteur croisé de la température et du
  - 15            vent ( $DJ_t \times V$ ), sous la base de référence 13°C, pour la clientèle continue ; et
  - 16            ➤ le facteur calorifique ( $DJ_t$ ), sous la base de référence 13°C, pour la clientèle aux
  - 17            tarifs  $D_5$  ;
- 18            • aux combinaisons « degrés-jours et vent » réchauffées de l'hiver extrême des 20
- 19            dernières années (1993-1994).

1 Considérant les degrés-jours de l'hiver 1993-1994 réchauffés, la demande saisonnière  
2 de l'ensemble de la clientèle avant interruption, excluant les volumes de gaz d'appoint  
3 concurrence, s'élève à 3 246 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

4 **Établissement du débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême**

5 Les outils d'approvisionnement pour répondre à l'hiver extrême sont établis de façon à  
6 répondre à la totalité de la demande, et ce, pour chacune des journées de l'hiver  
7 extrême, considérant les outils contractés par Gaz Métro, l'effritement des outils dans  
8 son territoire (PdL et LSR) et le nombre maximum de jours d'interruption prévu aux  
9 *Conditions de service et Tarif*.

10 Il est à noter que la capacité de l'usine LSR utilisée dans l'évaluation est réduite de la  
11 capacité réservée aux ventes GNL.

12 De nouveaux facteurs ont été pris en considération dans l'évaluation des besoins pour  
13 répondre à un hiver extrême. Il s'agit de l'utilisation du volume utile à l'usine LSR, d'une  
14 modification du profil de retrait du site de Saint-Flavien en hiver extrême, et de la  
15 capacité de liquéfaction de l'usine LSR en hiver.

- 16 • **Utilisation du volume utile à l'usine LSR** : Comme expliqué à la section 8.3, il  
17 y a lieu d'utiliser le volume utile plutôt que la capacité physique de l'usine dans la  
18 détermination des besoins d'approvisionnement. L'utilisation du volume utile  
19 représente une baisse de la capacité disponible à l'usine LSR qui doit être alors  
20 compensée par d'autres outils.
- 21 • **Modification du profil de retrait du site de Saint-Flavien** : Le profil de retrait  
22 de Saint-Flavien prévoit normalement un arrêt des retraits pour la période des  
23 fêtes. Or, dans l'hiver extrême type (1993-1994), la période des fêtes est très  
24 froide et requiert l'utilisation de l'usine LSR. Gaz Métro s'est questionnée sur  
25 l'approche opérationnelle dans une telle situation et la possibilité de réduire  
26 partiellement ou totalement la période d'arrêt des retraits initialement prévue.  
27 Intragaz a confirmé qu'elle pouvait répondre aux besoins de Gaz Métro et  
28 reprendre les retraits au site de Saint-Flavien durant la période des Fêtes. Donc,  
29 dans sa planification d'approvisionnement pour un hiver extrême, Gaz Métro a  
30 considéré que la période d'arrêt au site de Saint-Flavien serait interrompue afin  
31 de répondre au besoin d'approvisionnement. Cette considération permet de

1           réduire l'effritement de l'usine LSR et donc réduire le niveau des outils requis  
2           pour répondre à l'hiver extrême.

- 3           • **Capacité de liquéfaction en hiver à l'usine LSR** : Comme expliqué à la section  
4           8.3, la possibilité de liquéfaction en hiver à l'usine LSR a été considérée. Cette  
5           application permet de réduire l'effritement de l'usine LSR et donc réduire le  
6           niveau des outils requis pour répondre à l'hiver extrême.

7           Le tableau suivant présente l'effet individuel de chaque facteur et l'effet global sur les  
8           outils à détenir en cas d'hiver extrême :

9           **Tableau 30**

<b>Facteurs</b>	<b>Besoins pour l'hiver extrême (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>	<b>Variation vs "sans modification" (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>
Hiver extrême sans modification	29 594	n/a
Utilisation du volume utile à l'usine LSR	29 652	58
Modification du profil de retrait de Saint-Flavien	29 502	(92)
Liquéfaction en hiver à l'usine LSR	29 480	(113)
<b>Effets combinés</b>	<b>29 441</b>	<b>(153)</b>

10           Pour la Cause tarifaire 2013, le débit quotidien requis pour répondre à la demande en  
11           hiver extrême est de 29 441 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>.

12           **9.1.5. Établissement des outils du plan d'approvisionnement 2013**

13           Dans sa décision D-2009-156, la Régie approuvait que le débit quotidien des outils  
14           d'approvisionnement pour sécuriser le plan d'approvisionnement soit fixé à la valeur  
15           maximale entre :

- 16           • la journée de pointe de la demande continue, soit 29 077 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> évaluée à la  
17           section 9.1.2 ; et

- 1           • les outils quotidiens d'approvisionnement requis pour répondre à la demande  
2           saisonnnière de l'hiver extrême, soit 29 441 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> évalués à la section 9.1.4.

3           Gaz Métro doit donc détenir un débit quotidien d'approvisionnement de 29 441 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>  
4           pour l'année 2012-2013.

5           Le Tableau 31 répertorie les différents outils d'approvisionnement disponibles, la  
6           moyenne de leur débit journalier respectif pour les mois de décembre 2012, janvier et  
7           février 2013, ainsi que la capacité de transport qui doit être contractée pour combler les  
8           besoins.

9           **Tableau 31**

Sources	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
FTLH primaire (GMI EDA et GMI NDA)	5 155
FTLH secondaire (cessions d'optimisation)	660
Transport par échange (EMP-GMI)	1 031
Transport fourni par les clients	2 075
FTSH (Dawn-GMI EDA)	2 903
FTSH (Parkway-GMI EDA)	1 715
STS (Parkway-GMI EDA & NDA)	5 705
Pointe-du-Lac	1 190
Saint-Flavien	1 287
Usine LSR	5 698
Sous-total approvisionnements	27 419
Achat / (Vente) de transport	2 022
<b>Total approvisionnements après achat / (vente) de transport</b>	<b>29 441</b>

10           Le débit du transport FTLH primaire tient compte de la capacité qui n'a pas été  
11           renouvelée auprès de TCPL au 1<sup>er</sup> novembre 2012 (957 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour).



1 À des fins d'illustration en m<sup>3</sup>, un facteur de conversion de 37,89 MJ/m<sup>3</sup> pour le pouvoir  
2 calorifique a été utilisé pour les outils d'entreposage Pointe-du-Lac (PdL), Saint-Flavien  
3 et l'usine LSR alors que dans les faits, un pouvoir calorifique de 37,56 MJ/m<sup>3</sup> s'applique.  
4 Par exemple, le débit contractuel de PdL est de 1 200 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Le facteur de  
5 conversion en gigajoule est de 37,56 MJ/m<sup>3</sup>, amenant ainsi le débit à 45 072 GJ/jour. Le  
6 plan d'approvisionnement est établi sur une base de gigajoule et lorsqu'on présente  
7 l'information en m<sup>3</sup> à la cause tarifaire, il devient requis d'utiliser un pouvoir calorifique  
8 équivalent pour l'ensemble des éléments afin de maintenir l'exactitude des calculs, d'où  
9 l'utilisation du facteur de conversion de 37,89 MJ/m<sup>3</sup>. Ainsi, le débit contractuel de PdL  
10 présenté ci-dessus est de 1 190 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour.

#### 11 Outils de transport requis

12 Le total des approvisionnements requis pour l'année 2013 s'élève à 29 441 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour et  
13 des capacités additionnelles de 2 022 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour sont requises. À cet effet, Gaz Métro a  
14 prévu au plan d'approvisionnement 2013 des achats d'une capacité de 868 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour  
15 de novembre 2012 à septembre 2013 entre Empress et GMI EDA ainsi que des achats  
16 pour une capacité totale de 1 153 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de décembre 2012 à mars 2013 dont  
17 607 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre Dawn et GMI EDA et 546 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> entre Empress et GMI EDA.

18 Les capacités définies sur le tronçon Empress-GMI EDA de novembre à septembre sont  
19 requises pour répondre au besoin des clients en achat direct, la période devant débuter  
20 en novembre et couvrir l'année. Gaz Métro remplace donc du transport FTLH par du  
21 transport sur le marché secondaire. Il est à noter que Gaz Métro a été en mesure de  
22 concrétiser 580 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour avant le dépôt, soit 67 % de la quantité visée  
23 (réf. : Gaz Métro-1, Document 4, lignes 6 et 7).

24 Les capacités additionnelles visant la période de décembre à mars sont requises pour  
25 compléter les besoins d'approvisionnement pour l'année 2012-2013 sur la période  
26 d'hiver, comme présentés au Tableau 31. Les capacités sur le tronçon Dawn-GMI EDA  
27 incluent l'outil de maintien de la fiabilité relative aux ventes de GNL ainsi que les  
28 quantités requises considérant les achats de fourniture de gaz naturel déjà contractés. Il  
29 est à noter que Gaz Métro a été en mesure de concrétiser 575 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour avant le  
30 dépôt, soit 95 % de la quantité visée (réf. : Gaz Métro-1, Document 4, lignes 31 à 34). Le  
31 solde des besoins est comblé par des capacités sur le tronçon Empress-GMI EDA.

1 La provision additionnelle à la journée de pointe est établie comme suit :

2 **Tableau 32**

	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
Total approvisionnements avant achat	27 419
Achat de transport	+ 2 022
Total approvisionnements après achat	<u>29 441</u>
Journée de pointe 2013	<u>29 077</u>
<b>Provision additionnelle</b>	<b>364</b>
<b>% du total des approvisionnements</b>	<b>1,24 %</b>

3 **9.1.6. Stratégie de renouvellement des transports FTLH et FTSH et analyse de**  
4 **rentabilité**

5 La présente section a pour but de présenter une analyse de rentabilité quant à la  
6 structure d'approvisionnement qui a été définie sur l'horizon du plan.

7 La pièce Gaz Métro-1, Document 12 présente un plan d'approvisionnement et une  
8 analyse de rentabilité pour les trois années du plan en fonction de la structure retenue  
9 pour l'année 2013 et un scénario alternatif :

10 1. Non-renouvellement d'une capacité de 957 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport FTLH effectif dès  
11 le 1<sup>er</sup> novembre 2012 (structure retenue au plan d'approvisionnement 2013-2015).

12 Le plan d'approvisionnement est établi selon les actions suivantes :

13 ➤ Plan 2013 :

14 ○ achat de 868 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport Empress-GMI EDA de  
15 novembre à septembre.

16 ○ achat de 607 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport Dawn-GMI EDA de décembre à  
17 mars ; et

18 ○ achat de 546 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport Empress-GMI EDA de  
19 décembre à mars.

- 1           ➤ Plan 2014 – transaction d'échange Dawn–GMI EDA :
- 2                   ○ achat de 868 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport Empress-GMI EDA en octobre
- 3                           (suite de 2013).
- 4                   ○ achat de 2 164 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport Dawn-GMI EDA à partir de
- 5                           novembre 2013 jumelé à un échange Empress-Dawn de
- 6                           1 774 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de novembre à septembre ; et
- 7                   ○ achat de 261 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport Dawn-GMI EDA de décembre à
- 8                           mars.
- 9           ➤ Plan 2015 – transaction d'échange Dawn–GMI EDA :
- 10                   ○ maintien du contrat de 2 164 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport Dawn-GMI EDA
- 11                           d'octobre à septembre jumelé à un échange Empress-Dawn de
- 12                           1 774 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour également d'octobre à septembre ;
- 13                   ○ [...]
- 14                   ○ achat de 583 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport Empress-GMI EDA de
- 15                           novembre à septembre; et
- 16                   ○ achat de 309 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport Dawn-GMI EDA sur le marché
- 17                           secondaire pour la période de décembre à mars.

18           Il est à noter que la répartition des coûts par service de ce scénario est

19                   établie en fonction des méthodes actuelles de fonctionnalisation et d'un prix

20                   de fourniture évalué à Empress. Ces méthodes seront revues au cours du

21                   projet de déplacement de la structure d'approvisionnement vers Dawn. Les

1 résultats par service pour l'année 2015 sont donc à considérer sous toute  
2 réserve.

3 2. Ce scénario suppose que Gaz Métro ne déplacera pas sa structure  
4 d'approvisionnement vers Dawn au-delà des limites fixées par les contraintes  
5 opérationnelles. Le plan d'approvisionnement est établi selon les actions suivantes :

6 ➤ Plan 2013 : Gaz Métro ne remplace pas ses capacités FTLH par des contrats  
7 sur le marché secondaire

8 ○ non-renouvellement de 89 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport FTLH GMI EDA au  
9 1<sup>er</sup> novembre 2012 ;

10 ○ achat de 607 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport Dawn-GMI EDA de décembre à  
11 mars ; et

12 ○ achat de 546 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport Empress-GMI EDA de  
13 décembre à mars.

14 ➤ Plan 2014 : Gaz Métro ne remplace pas ses capacités FTLH par des contrats  
15 sur le marché secondaire et ne conclue pas la transaction d'échange Dawn-  
16 GMI EDA

17 ○ non-renouvellement de 89 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport FTLH GMI EDA  
18 (suite de 2013) ;

19 ○ achat de 607 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport Dawn-GMI EDA de décembre à  
20 mars ; et

21 ○ achat de 950 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport Empress-GMI EDA de  
22 novembre à septembre.

23 ➤ Plan 2015 : Gaz Métro ne conclue pas la transaction d'échange Dawn-  
24 GMI EDA et ne se déplace pas vers Dawn

25 ○ non-renouvellement de 89 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport FTLH GMI EDA  
26 (suite de 2014) ;

27 ○ achat de 950 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport Empress-GMI EDA en octobre  
28 (suite de 2014) ;

- 1                   ○ achat de 607 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport Dawn-GMI EDA de décembre à  
2                   mars ; et
- 3                   ○ Achat de 1 584 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport Empress-GMI EDA de  
4                   novembre à septembre.

5                   Cette analyse consiste en une comparaison des plans d'approvisionnement résultant de  
6                   la stratégie de renouvellement sous chacun des scénarios, accompagnée d'une  
7                   comparaison des coûts de fourniture, compression, transport et équilibrage de ces plans  
8                   d'approvisionnement.

9                   Impact sur le plan d'approvisionnement

10                  La première partie de la pièce Gaz Métro-1, Document 12 (lignes 1 à 27) reprend les  
11                  grandes lignes de présentation du plan d'approvisionnement, soit : la demande, les  
12                  outils d'approvisionnement et le débit quotidien d'approvisionnement requis.

13                  [ ]

14                  Impact sur les coûts d'approvisionnement

15                  La seconde partie de la pièce Gaz Métro-1, Document 12 (lignes 28 à 42) présente une  
16                  estimation des coûts de ces plans d'approvisionnement. Pour quantifier ces coûts, les  
17                  hypothèses suivantes ont été utilisées :

- 18                  • les prix saisonniers de fourniture présentés à la section 2.2 du présent document,  
19                  afin de quantifier la modulation différente des achats de fourniture sur l'année ;
- 20                  • les tarifs applicables aux différents contrats de transport et entreposage présentés à  
21                  la section 8 ; et
- 22                  • une évaluation auprès de tierces parties, des prix des transactions d'achats de  
23                  fourniture à Dawn et d'achats de capacités de transport additionnelles pour chacune  
24                  des années du plan.

25

1 Il est à noter que cette évaluation est sommaire et ne peut se comparer directement au  
2 coût de service de la Cause tarifaire 2013. L'analyse fait également abstraction du prix  
3 des achats de fourniture entre les différents services de fourniture de Gaz Métro et du  
4 client. Cette simplification n'a pas d'impact sur le résultat de l'analyse puisque c'est la  
5 variation et non le niveau du coût global qui est pertinent.

6 La différence entre les scénarios 1 et 2 correspond aux impacts financiers suivants :

- 7 • en 2013 : la réduction au minimum de la capacité non renouvelée en transport FTLH  
8 auprès de TCPL ;
- 9 • en 2014 : ajout à l'impact précédent celui de la non-réalisation de la transaction de  
10 transport par échange Dawn-GMI EDA ; et
- 11 • en 2015 : maintien de la structure établie pour 2014.

12 La variation des coûts d'approvisionnement pour 2013, 2014 et 2015 est respectivement  
13 de l'ordre de 5,7 M\$, 22,3 M\$ et 23,8 M\$.

14 La structure d'approvisionnement qui a été retenue pour les années 2013, 2014 et 2015  
15 (scénario 1) amène donc des coûts totaux qui sont inférieurs par rapport à un scénario  
16 où Gaz Métro aurait conservé le point de livraison Empress pour la clientèle en achat  
17 direct et ses capacités de transport auprès de TCPL.

18 Le choix de cette structure et surtout la mise en place à court terme de celle-ci est le  
19 résultat d'un effort considérable de la part de Gaz Métro. En effet, Gaz Métro a su  
20 profiter des opportunités de modifier significativement sa structure d'approvisionnement.  
21 Pour ce faire, elle a su réagir rapidement. La transaction d'échange effective dès  
22 novembre 2013 [ ] entraînera des baisses importantes des coûts d'approvisionnement  
23 dès 2014.

#### 24 **9.1.7. Coefficient d'utilisation FTLH**

25 Le coefficient d'utilisation du transport FTLH (Empress-GMI EDA) anticipé pour l'année  
26 2012-2013 est de 100 %. Il n'y a donc pas de capacité de transport FTLH non utilisée.

27 La structure d'approvisionnement fait en sorte que ce sont les achats à Dawn qui seront  
28 modulés en fonction de la variation de la demande.

1 **9.2. Plan d’approvisionnement 2013-2015 – scénarios de base, favorable et**  
2 **défavorable**

3 **9.2.1. Fourniture de gaz naturel**

4 Gaz Métro prévoit acheter directement à Dawn des volumes similaires de gaz naturel  
5 pour les **trois années du plan d’approvisionnement**. Ces valeurs sont présentées à la  
6 pièce Gaz Métro-1, Document 7, ligne 18 pour les achats du distributeur

7 [ ]

8 **9.2.2. Transport**

9 Les outils déjà contractés ne permettent pas de répondre à la demande globale de gaz  
10 naturel des scénarios de base. Ainsi, Gaz Métro prévoit effectuer des achats de capacité  
11 de transport. Aux lignes 33 à 50 de la pièce Gaz Métro-1, Document 7, les débits  
12 quotidiens envisagés pour les segments de transport qui composent le plan  
13 d’approvisionnement de Gaz Métro pour la période concernée sont détaillés. Les achats  
14 projetés de transport sont indiqués à la ligne 47.

15 Pour **l’année 2014**, des achats de capacité de transport sur le tronçon Dawn-GMI EDA  
16 sont considérés étant donné que **le niveau est inférieur** aux capacités qui ont pu être  
17 contractées en 2013, sur le même tronçon. Ces capacités incluent l’outil de maintien de  
18 la fiabilité relative aux ventes de GNL.

19 **Pour l’année 2015, des achats de capacités de transport sont prévues sur le tronçon**  
20 **Empress-GMI EDA afin de couvrir les besoins de la clientèle en achat direct. Des**  
21 **capacités additionnelles sont prévues sur le tronçon Dawn-GMI EDA pour compléter les**  
22 **approvisionnements.**

1           **9.2.3. Équilibrage**

2           Gaz Métro prévoit maintenir sa capacité d'entreposage sur l'horizon du plan  
3           d'approvisionnement. Le détail des volumes éventuellement entreposés par Gaz Métro  
4           pour les périodes concernées se retrouve à la pièce Gaz Métro-1, Document 7, lignes  
5           25 à 29.

6           Le volume utile de l'usine LSR, indiqué à la ligne 25, est réduit de la capacité réservée  
7           par GMST.

8           **9.3. Impact de la température**

9           Afin d'évaluer l'impact potentiel de la température, Gaz Métro utilise l'écart annuel total  
10          maximum bas et haut observé entre les degrés-jours réels réchauffés des 20 dernières  
11          années et les degrés-jours normaux pour l'année tarifaire 2013, évalués en base 13. Ces  
12          écarts sont de -14,9 % pour une année chaude et +13,6 % pour une année froide. Les  
13          variations potentielles de demande engendrées par ces écarts de température sont  
14          illustrées au tableau de la pièce Gaz Métro-1, Document 8.

15          Les impacts de ces variations sur les structures d'approvisionnement des scénarios de base  
16          pour les trois années du plan sont exposés à la pièce Gaz Métro-1, Document 9. La majorité  
17          des variations de la demande dues à la température se répercute par une variation des  
18          interruptions et des achats à Dawn résultant de la modulation de la demande.

19          **9.4. Scénario favorable**

20          La pièce Gaz Métro-1, Document 10 présente le plan d'approvisionnement sur un horizon  
21          de trois ans dans le cas où les livraisons globales de gaz naturel se situeraient au niveau du  
22          scénario favorable présenté à la section 5.2.

23          Pour les trois années du plan d'approvisionnement, des achats de capacité de transport  
24          seraient requis (ligne 47 du document). Le plan d'approvisionnement est établi en  
25          considérant un achat de transport pour la période de décembre à mars sur le tronçon  
26          Empress-GMI EDA pour les trois années du plan.



1       **9.5. Scénario défavorable**

2       La pièce Gaz Métro-1, Document 11 présente le plan d'approvisionnement dans le cas où  
3       les livraisons globales de gaz naturel se situeraient au niveau du scénario défavorable  
4       présenté à la section 5.3.

5       Pour l'année 2013 du plan d'approvisionnement, l'impact d'un scénario défavorable se  
6       mesure par une réduction des achats de transport Empress-GMI EDA.

7       Pour les années 2014 et 2015, les outils déjà disponibles, combinés à des ventes de  
8       transport FTSH de décembre à septembre, permettent de répondre à la demande.

9       **9.6. Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement**

10       Dans l'éventualité où un fournisseur ferait défaut de livrer le gaz qu'il s'était engagé à livrer,  
11       Gaz Métro devrait se procurer du gaz de remplacement auprès d'autres fournisseurs actifs  
12       dans le marché. Ce gaz de remplacement pourrait cependant devoir être acheté à un prix  
13       supérieur au prix convenu avec le fournisseur initial. Les ententes en place prévoient  
14       toutefois que le fournisseur fautif doit indemniser Gaz Métro pour les coûts additionnels  
15       encourus pour l'acquisition de gaz de remplacement.

16       La liquidité des marchés fait en sorte qu'il est presque toujours possible de trouver du gaz  
17       de remplacement. Le prix auquel le gaz de remplacement serait disponible dans le marché  
18       peut cependant être influencé par la liquidité des sources d'approvisionnement au moment  
19       de l'achat.

20       Le mécanisme d'indemnisation fait en sorte que les fournisseurs n'ont aucun intérêt  
21       financier à faire défaut dans leurs obligations de livraison.

22       Le risque est donc essentiellement de nature financière et est lié à la solvabilité financière  
23       des fournisseurs et ce, indépendamment de la source d'approvisionnement.

24       **10. REVENUS D'OPTIMISATION PRÉVUS**

25       **10.1. Transactions opérationnelles**

26       Le plan d'approvisionnement ne prévoit pas de capacités excédentaires de transport, que ce  
27       soit en vente a priori ou en vente de transport FTLH non utilisé. Ainsi, aucune projection de  
28       revenu à cet effet n'est considérée à la Cause tarifaire 2013.

1       **10.2.Transactions financières**

2       Chaque année, des opportunités de marché se présentent en fonction de la présence  
3       contractuelle géographique de Gaz Métro qui saisit ces opportunités lorsqu'elle est tenue  
4       opérationnellement indemne.

5       Au cours des dernières années, une partie des revenus générés pour les transactions  
6       financières découlait de la présence du Mécanisme d'Allègement du Risque « RAM » offert  
7       par TCPL. Dans sa requête à l'Office national de l'énergie (« ONÉ »), TCPL propose de  
8       retirer le RAM dès le 1<sup>er</sup> janvier 2013. Une décision favorable pour TCPL de l'ONÉ se  
9       répercutera par une perte des revenus reliés au RAM pour Gaz Métro.

10       D'autre part, considérant les capacités de transport non renouvelées auprès de TCPL et le  
11       fait que les capacités détenues sur le marché primaire de TCPL correspondent au niveau  
12       opérationnel minimal à détenir, Gaz Métro ne pourra effectuer de cessions temporaires de  
13       transport FTLH sur la période de l'été réduisant également les opportunités de génération  
14       de revenus. De plus, une baisse des valeurs dans le marché est anticipée.

15       Considérant l'incertitude du contexte gazier pour l'année 2013 et la diminution des  
16       opportunités de marché, Gaz Métro propose de considérer à la Cause tarifaire les revenus  
17       d'optimisation pour les transactions financières qui ont déjà été concrétisées et dont les  
18       revenus générés sont fixes. Au moment du dépôt de la Phase 1 de la Cause tarifaire 2013,  
19       dix transactions d'échange et de cession d'optimisation étaient réalisées générant des  
20       revenus fixes pour l'année 2013 de 1 350 008 \$. Ces revenus seront répartis entre les  
21       services de transport et d'équilibrage selon l'utilisation de l'outil optimisé. Ainsi, 1 331 785 \$  
22       de revenus seront appliqués en réduction des coûts de transport. Le solde de 18 223 \$ sera  
23       appliqué en réduction des coûts d'équilibrage.

24       **CONCLUSION**

25       Gaz Métro a présenté son plan d'approvisionnement, couvrant les années 2013 à 2015  
26       conformément au *Règlement*. Elle a établi sa structure d'approvisionnement pour répondre à la  
27       demande prévue sur l'horizon du plan et assurer la sécurité d'approvisionnement tout en veillant  
28       à ce que le coût d'utilisation du gaz naturel soit le plus bas possible pour la clientèle. Les  
29       actions suivantes ont été réalisées :

1 • Gaz Métro a réduit ses capacités de transport FTLH auprès de TCPL au 1<sup>er</sup> novembre 2012  
2 pour les remplacer par des échanges sur le marché secondaire, d'Empress ou Dawn vers  
3 son territoire ;

4 • Au 1<sup>er</sup> novembre 2013, Gaz Métro a contracté un échange entre Dawn et GMI EDA pour  
5 une durée de 10 ans lui permettant de se rapprocher de son territoire. Du 1<sup>er</sup> novembre  
6 2013 au 31 octobre 2015, l'évaluation des besoins des clients en achat direct pourrait faire  
7 en sorte qu'un échange entre Empress et Dawn soit requis pour une certaine quantité. [...]

8 • [ ]

9 Gaz Métro juge que le rapprochement de l'approvisionnement gazier près de son territoire est la  
10 bonne stratégie considérant le contexte gazier actuel. Comme il est précisé à la pièce  
11 Gaz Métro-1, Document 16, section 7, Gaz Métro propose de déplacer la presque totalité de  
12 ses approvisionnements vers Dawn. Pour ce faire, Gaz Métro a participé à des appels de  
13 soumissions de TCPL et de Union Gas afin d'acquérir des capacités de transport entre Dawn et  
14 son territoire. Une réponse positive des transporteurs à la fin mai 2012 permet à Gaz Métro de  
15 concrétiser la stratégie adoptée. Les opportunités qui se sont présentées au printemps 2012  
16 vont ainsi permettre d'accélérer la mise en place de cette nouvelle stratégie et de réduire les  
17 coûts d'approvisionnement de l'ensemble de la clientèle [...].

18 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver son plan d'approvisionnement pour l'année**  
19 **2013 [...].**