

**STRATÉGIE DE DIVERSIFICATION DES
INDICES D'ACHATS DE FOURNITURE
(suivi de la décision D-2012-175)**

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION.....	3
1. SITUATION ACTUELLE.....	4
2. INDICES DISPONIBLES SUR LE MARCHÉ.....	4
2.1. Devises des achats de gaz naturel.....	5
3. ANALYSE RÉTROSPECTIVE DES ACHATS SELON DIFFÉRENTS INDICES.....	7
4. RÉFLEXION SUR LA DIVERSIFICATION DES INDICES D'ACHATS	10
4.1. Stratégies de diversification des indices.....	11
4.2. Impact sur la cause tarifaire 2014	13
5. FONCTIONNALISATION DES ACHATS DE FOURNITURE À DAWN.....	13
6. IMPACT SUR L'ÉVALUATION DU PRIX DE FOURNITURE DE GAZ MÉTRO.....	15
CONCLUSION.....	18
ANNEXES.....	19

INTRODUCTION

1 Afin de répondre aux demandes de la Régie de l'énergie (la « Régie ») dans ses décisions
2 D-2011-153 et D-2012-175, le présent document vise à présenter la proposition de Gaz Métro
3 relativement à sa stratégie de diversification des indices d'achats de gaz naturel contractés
4 d'avance :

D-2011-153

6 « [19] **En conséquence, la Régie demande à Gaz Métro de procéder à une**
7 **diversification significative des indices sur la base desquels elle transige le gaz**
8 **naturel et d'ajuster, en conséquence, le programme de produits financiers dérivés.**

9 [20] *La Régie s'attend à ce que Gaz Métro propose, en temps opportun, une nouvelle*
10 *stratégie encadrant l'utilisation des indices pour l'achat de gaz naturel dans la perspective*
11 *d'optimiser le coût de fourniture. »*

D-2012-175

13 « [165] **Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie ordonne à Gaz Métro de déposer, dès**
14 **le prochain dossier tarifaire, une stratégie complète de diversification des indices sur**
15 **la base desquels elle fait ses achats d'avance à Dawn. La Régie considère que cette**
16 **diversification doit se faire le plus rapidement possible. En conséquence, cette**
17 **stratégie devra permettre de réaliser rapidement, à partir de l'automne 2013, une**
18 **première étape significative de diversification des indices sur la base desquels**
19 **Gaz Métro fait ses achats d'avance à Dawn. »**

20 Le présent document couvrira la partie relative à la stratégie de diversification des indices
21 d'achats de gaz naturel. La partie relative à l'impact sur le programme des dérivés financiers
22 sera abordée dans le cadre de la réflexion du programme des dérivés financiers présentée en
23 Phase 3.

24 Étant donné que la Régie a demandé de mettre la stratégie en place à partir de l'automne 2013,
25 Gaz Métro a donc mis en application la stratégie qu'elle propose à la section 4.2 dans la
26 concrétisation d'une portion de ses achats de gaz naturel du plan d'approvisionnement 2014.
27 Ces transactions sont intégrées à l'annexe 2 de la pièce Gaz Métro-2, Document 1.

1. SITUATION ACTUELLE

1 Au cours des cinq dernières années, Gaz Métro a effectué des achats à Dawn selon quatre
2 formules de prix différentes :

- 3 1. Prix fixé en fonction de l'indice Enerdata quotidien 5A plus une prime représentant le
4 différentiel de lieu entre AECO et Dawn ;
- 5 2. Prix fixé en fonction de l'indice Enerdata mensuel 7A plus une prime représentant le
6 différentiel de lieu entre AECO et Dawn ;
- 7 3. Prix fixé pour une période de 15 jours dans le mois en utilisant les prix publiés pour le
8 calcul de l'indice Enerdata quotidien 5A plus une prime représentant le différentiel de
9 lieu entre AECO et Dawn ;
- 10 4. Prix fixé en fonction du marché spot au quotidien à Dawn.

11 Au cours de l'année 2011-2012, 98 % des achats à Dawn ont été transigés sur la base du prix à
12 AECO et 2 % sur le marché spot sur la base d'un prix fixe à Dawn. Il faut par ailleurs
13 mentionner qu'une partie des transactions portent sur des achats pluriannuels qui ont été
14 concrétisés sur plusieurs années avant la livraison effective du gaz. Par exemple, une
15 transaction a été concrétisée le 26 février 2010 et porte sur l'achat de 13 000 GJ/jour de
16 décembre à mars pendant cinq ans, soit pour les années 2010-2011 à 2014-2015. Plus les
17 transactions sont réalisées longtemps d'avance, plus la prime associée au différentiel de lieu
18 entre AECO et Dawn risque de s'éloigner de la valeur que ce différentiel aura au moment de la
19 réalisation de l'achat. Ce risque peut être positif ou négatif selon l'évolution des prix à chacun
20 des points, AECO ou Dawn, dans le temps. Le contexte du marché gazier propre à chaque
21 point influencera les prix du gaz naturel transigé. Ainsi, les prix peuvent bouger dans le même
22 sens ou en sens inverse, augmentant ou diminuant l'écart, le cas échéant. L'écart pourrait être
23 maintenu si les prix bougent dans le même sens et avec la même amplitude.

2. INDICES DISPONIBLES SUR LE MARCHÉ

24 Pour répondre à la demande de la Régie visant l'élaboration d'une stratégie de diversification
25 des indices d'achat, Gaz Métro a d'abord procédé à une consultation auprès de huit
26 fournisseurs afin de déterminer quels indices pouvaient être utilisés dans le cadre de ses
27 transactions d'achat de gaz naturel à Dawn.

1 Les indices les plus communément utilisés pour les transactions de gaz naturel à Dawn sont les
2 suivants :

- 3 • L'indice AECO 5A (quotidien) plus une prime représentant le différentiel de lieu entre
4 AECO et Dawn. L'indice et la prime sont transigés en \$CAN/GJ ;
- 5 • L'indice AECO 7A (mensuel) plus une prime représentant le différentiel de lieu entre
6 AECO et Dawn. L'indice et la prime sont transigés en \$CAN/GJ ;
- 7 • L'indice « NYMEX Henry Hub Close (Last Day Settle) » plus une prime représentant le
8 différentiel de lieu entre Henry Hub et Dawn. L'indice et la prime sont habituellement
9 transigés en \$US/MMBtu. La plupart des fournisseurs accepteraient de les convertir en
10 \$CAN/GJ ; et
- 11 • L'indice quotidien à Dawn « NGX Union-Dawn Spot Day Ahead Index » transigé en
12 \$US/MMBtu. La plupart des fournisseurs accepteraient de convertir cet indice en
13 \$CAN/GJ.

14 Il existe d'autres indices tel que « NYMEX Henry Hub 3-Day Average Close » ou encore des
15 indices publiés par Platts à différents points, dont Dawn. En fonction de l'information
16 recueillie auprès des huit fournisseurs, ces indices semblent très peu utilisés. Ils n'ont donc
17 pas été considérés comme indice potentiel.

2.1. Devises des achats de gaz naturel

18 Les achats de gaz naturel de Gaz Métro sont exprimés en GJ peu importe l'indice utilisé. De
19 plus, elle effectue normalement ses achats de gaz naturel en \$CAN.

20 Le marché gazier transige les indices NYMEX et NGX Dawn en \$US/MMBtu alors que
21 l'indice AECO est transigé en \$CAN/GJ.

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

1 1. Transiger en \$CAN/GJ

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

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

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

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

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

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

20 2. Transiger en \$US/MMBtu

21 La facturation des achats de gaz naturel en \$US entrainerait un risque de change
22 pour la clientèle de Gaz Métro. En effet, il s'écoule en moyenne une période de 20 à
23 25 jours entre le moment où le compte à payer est comptabilisé par Gaz Métro et le
24 moment où le paiement au fournisseur est effectué. L'écart de change pour chaque
25 achat effectué en \$US correspondrait à la différence entre :

- 26 • le montant du compte fournisseur converti en \$CAN au taux de change en
27 vigueur au moment où il est comptabilisé dans les livres de Gaz Métro ; et

- 1 • le montant du compte fournisseur converti en \$CAN au taux de change en
2 vigueur au moment où le paiement au fournisseur est effectué.

3 Cet écart de change peut entraîner soit un gain ou une perte pour la clientèle de
4 Gaz Métro, selon l'évolution des taux de change au cours de cette période.

5 Si l'option de transiger en \$US/MMBtu était retenue, Gaz Métro demande à la Régie de
6 l'autoriser à appliquer un traitement comptable réglementaire aux gains et pertes de change
7 générés par les achats effectués en \$US, consistant à inclure ces gains et pertes de change
8 dans les coûts de fourniture. Pour ce faire, ces gains et pertes de change seraient imputés
9 au compte d'écart de prix de la fourniture et ainsi intégrés mensuellement dans le calcul du
10 prix du service de fourniture de gaz naturel.

11 Comme la Régie a ordonné à Gaz Métro d'effectuer, à partir de l'automne 2013, une
12 première étape significative de diversification des indices, mais que le traitement
13 réglementaire des gains ou pertes de change, qui seraient générés dans le cas de l'option 2
14 mentionnée ci-dessus, n'était pas établi et approuvé par la Régie au moment de finaliser les
15 achats effectués d'avance pour 2014, Gaz Métro a opté pour l'option 1, soit de transiger en
16 \$CAN ses achats de gaz naturel à Dawn pour l'année 2014.

17 Pour les années 2015 et suivantes, Gaz Métro favoriserait également l'option de transiger en
18 \$CAN, mais est disposée à transiger en \$US, sous réserve de l'approbation d'un traitement
19 réglementaire qui considérerait les gains et pertes de change liés aux achats de gaz naturel
20 effectués en \$US comme une composante intégrée du coût de la fourniture.

3. ANALYSE RÉTROSPECTIVE DES ACHATS SELON DIFFÉRENTS INDICES

21 En vue de comparer les différents indices, Gaz Métro a procédé à une analyse rétrospective
22 depuis 2006 de ses achats effectués d'avance à Dawn. Pour ce faire, le prix unitaire des achats
23 effectués d'avance par Gaz Métro à Dawn sur la base de l'indice AECO a été comparé avec
24 des achats comparables sur la base de l'indice NYMEX et sur la base de l'indice NGX à Dawn.

25 Chacune des transactions effectuées sur la base AECO a été convertie sur la base NYMEX.
26 Ainsi, à la prime établie sur une transaction AECO a été ajoutée la valeur du différentiel entre
27 AECO et Henry Hub affichée sur le marché financier la journée où la transaction a été effectuée

1 et ce, pour la période visée par la transaction et en fonction du taux de change à cette même
 2 date. Cette façon de faire suppose qu'à la date de la transaction, le prix global « Indice +
 3 prime » aurait été équivalent peu importe l'indice utilisé.

4 Pour calculer cet ajustement, les données de marché des publications TD Securities Energy
 5 Daily et Energy Update de CIBC (pour les transactions pluriannuelles) ont été utilisées.

6 Par exemple, le 24 février 2011, une transaction a été transigée au prix AECO + 0,94 \$/GJ pour
 7 une quantité de 30 000 GJ/jour achetée à Dawn entre le 1^{er} décembre 2011 et le 31 mars 2012.
 8 Afin de déterminer quel aurait été le prix de cette même transaction, si elle avait été réalisée sur
 9 la base de l'indice NYMEX, la prime a été établie de façon à obtenir un prix global identique en
 10 date du 24 février 2011 pour l'hiver 2012 que le prix sur la base de l'indice AECO. ¹

Tableau 1

Prix transigé	Futures au 24 février 2011 \$CAN/GJ	Prix global \$CAN/GJ
AECO+ 0,94 \$/GJ	3,779	4,719
NYMEX + ? \$/GJ ? = 0,370	4,349	4,719

11 Le prix de cette transaction aurait donc été NYMEX + 0,37 \$/GJ sur la base de l'indice NYMEX.
 12 $(3,779 - 4,349 + 0,94 = 0,37)$.

13 Au réel, pour cette transaction, le prix moyen du gaz naturel acheté à Dawn pour le mois de
 14 décembre 2012 aurait été le suivant en fonction des différents indices :

¹ Il est à noter que les prix sur le marché financier sont disponibles par saison, il s'agit donc d'une estimation du prix qui aurait été transigé avec l'indice NYMEX. De plus, le taux de change projeté pour l'hiver 2012 en date du 24 février 2011 a été utilisé pour maintenir les bases équivalentes.

Tableau 2

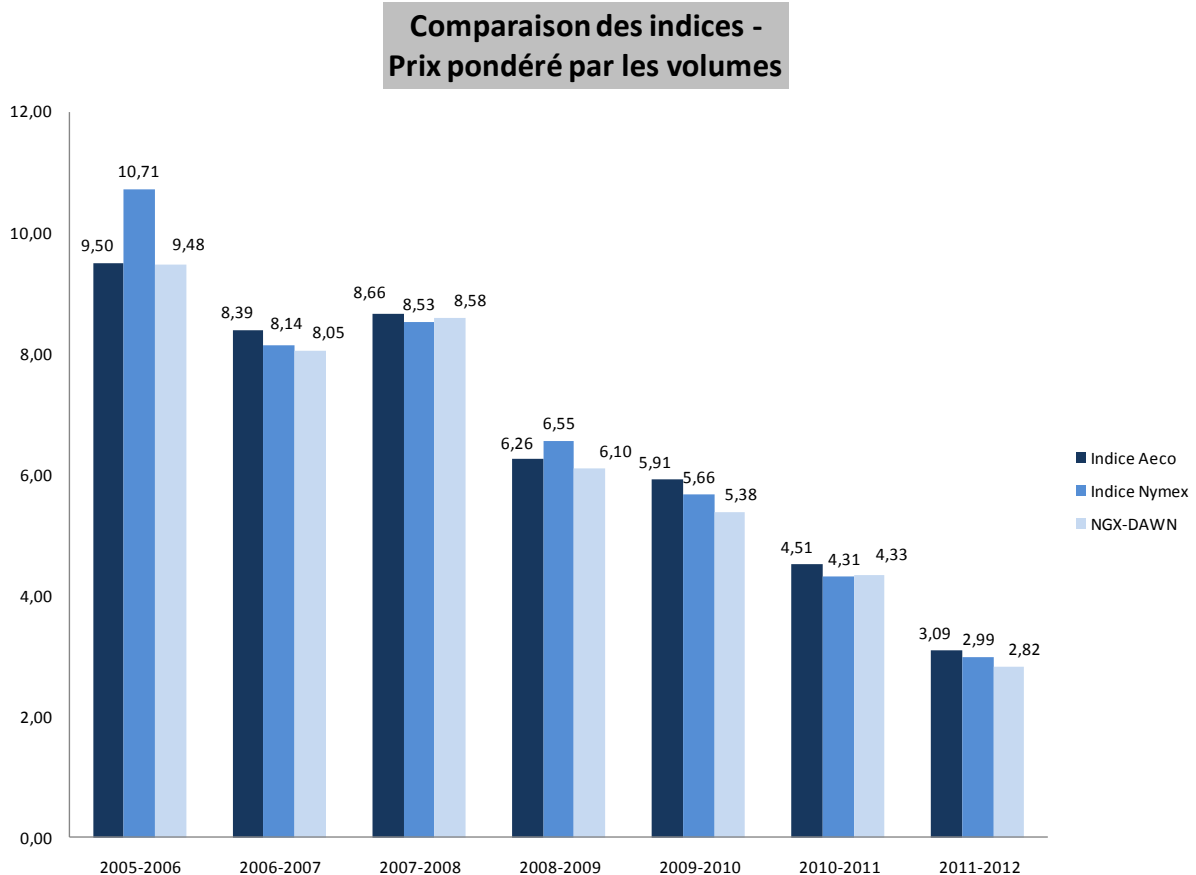
Indice	Indice Déc. 2012 \$CAN/GJ	Prime \$CAN/GJ	Prix global \$CAN/GJ
AECO	2,79	0,94	3,73
NYMEX	3,26	0,37	3,63
NGX Dawn	3,52		3,52

- 1 Pour l'indice NGX Dawn, aucune prime n'a été ajoutée. Toutefois, si l'achat avait été transigé
- 2 selon cet indice, il y aurait potentiellement eu une légère prime incluse.

- 3 Ces résultats démontrent l'impact des variations des indices dans le temps, même si le prix est
- 4 négocié à la même date initialement.

- 5 Le graphique suivant compare le prix de la totalité des achats contractés d'avance à Dawn que
- 6 Gaz Métro a effectués sur la base de l'indice AECO avec les prix qui auraient été payés si ces
- 7 mêmes achats avaient été effectués sur la base de l'indice NYMEX et de l'indice NGX Dawn.

Graphique 1



1 En moyenne sur toute la période étudiée, soit de novembre 2005 à septembre 2012, le prix
 2 **moyen, pondéré par les volumes**, payé pour les achats faits à l'avance à Dawn sur la base de
 3 l'indice AECO a été de **5,91** \$/GJ. Ce prix moyen aurait été de **5,92** \$/GJ sur la base de l'indice
 4 NYMEX et de **5,68** \$/GJ sur la base de l'indice NGX Dawn.

4. RÉFLEXION SUR LA DIVERSIFICATION DES INDICES D'ACHATS

5 Dans le cas d'achat de gaz naturel transigé sur la base d'un indice plus une prime, la prime
 6 représente la valeur anticipée du différentiel de lieu entre le point de référence de l'indice (par
 7 exemple AECO ou Henry Hub) et le prix à Dawn. Le risque relié au choix de l'indice dans la
 8 transaction réside dans la différence qui se matérialisera entre le différentiel anticipé au moment
 9 de contracter la transaction et le différentiel réel au moment de réaliser l'achat de gaz naturel.
 10 Ce risque peut être positif ou négatif.

1 Dans l'exemple présenté précédemment, le différentiel de lieu anticipé entre AECO et Dawn le
2 24 février 2011 était de 0,94 \$/GJ. En décembre 2011, le différentiel observé entre l'indice NGX
3 Dawn et l'indice 5A à AECO était 0,73 \$/GJ (3,52 - 2,79). Pour cette transaction en particulier,
4 le différentiel de lieu a été de 0,21 \$/GJ inférieur à ce que le marché anticipait au moment de la
5 concrétisation de l'achat. En projection, le marché peut surévaluer ou sous-évaluer le
6 différentiel de lieu et il est impossible de prévoir de quel côté cela penchera.

7 Sur la période étudiée, les transactions effectuées sur l'indice AECO se sont avérées
8 avantageuses par rapport à l'indice NGX Dawn en 2005-2006 et en 2007-2008 alors qu'elles
9 ont été avantageuses par rapport à l'indice NYMEX en 2005-2006, 2007-2008 et en 2008-2009.
10 (voir graphique 1)

4.1. Stratégies de diversification des indices

11 Comme décrit à la section 2, les indices les plus couramment utilisés pour contracter les
12 achats à Dawn sont AECO, NYMEX et NGX Dawn. Puisqu'il est impossible de savoir quel
13 indice entraînerait les prix les plus bas dans le futur, une stratégie de diversification des
14 indices sur la base d'un tiers pour l'indice NGX-Dawn, un tiers pour l'indice AECO et un tiers
15 pour l'indice NYMEX semble s'imposer d'elle-même. Une telle approche permet de mitiger
16 les risques quant à la différence entre le différentiel de lieu anticipé et réel propre à chacun
17 des points.

18 Dans la décision D-2012-175, la Régie demandait une stratégie de diversification des indices
19 sur la base desquels Gaz Métro fait ses achats d'avance à Dawn. En fonction de cet énoncé,
20 Gaz Métro a analysé deux stratégies, soit :

- 21 1. une diversification 1/3-1/3-1/3 des achats contractés d'avance à Dawn ; et
- 22 2. une diversification 1/3-1/3-1/3 des achats totaux de gaz naturel.

23 Les tableaux 1 et 2 de l'annexe 1 présentent l'application de chacune des stratégies sur les
24 achats de gaz naturel prévus au plan d'approvisionnement 2014. La répartition de ces
25 achats en fonction des différents indices est présentée sous des scénarios d'année normale,
26 année chaude et année froide. Ces résultats prennent en compte, d'une part, les achats déjà
27 concrétisés les années antérieures sur la base de l'indice AECO, et, d'autre part, les achats

1 que Gaz Métro n'envisage pas de concrétiser avant le début de l'année financière pour des
2 raisons opérationnelles.

3 Les volumes d'achats à Dawn non concrétisés d'avance seront réalisés au besoin, soit sur la
4 base Spot (prix fixe similaire à l'indice NGX Dawn) ou sur la base d'achats en bloc. Les
5 achats en bloc seront effectués selon la quantité requise. À des fins d'analyse, l'hypothèse
6 que ces achats seront sur une base similaire à l'indice NGX Dawn a été utilisée.

7 Quant aux achats à Empress non concrétisés d'avance, une partie sera peut-être
8 concrétisée en bloc, le reste étant à prix fixe. À des fins d'analyse, l'hypothèse que ces
9 achats seront sur une base similaire à l'indice AECO a été utilisée.

10 La répartition par indice des achats sur une année normale en fonction des deux stratégies
11 est la suivante :

Tableau 3

Indice de prix	Stratégie 1 - 1/3-1/3-1/3 des achats contractés d'avance		Stratégie 2 - 1/3-1/3-1/3 des achats totaux	
	Volume 10 ⁹ m ³	Ratio	Volume 10 ⁹ m ³	Ratio
AECO	607 475	30,9 %	647 987	32,9 %
NYMEX	313 196	15,9 %	583 584	29,6 %
NGX Dawn	1 047 608	53,2 %	736 708	37,4 %
Total	1 968 279		1 968 279	

12 La stratégie 1, appliquant une répartition d'un tiers à chaque indice pour les volumes
13 contractés d'avance, a pour effet d'attribuer globalement plus de volumes à l'indice Dawn,
14 alors que la stratégie 2, qui applique la répartition d'un tiers à chaque indice sur les achats
15 totaux, génère une répartition plus équilibrée. Il en est de même pour les volumes d'achats
16 projetés en année chaude et année froide présentés à l'annexe 1.

17 Gaz Métro propose à la Régie de définir sa stratégie de diversification des indices sur la
18 base d'un tiers pour l'indice NGX Dawn, un tiers pour l'indice AECO et un tiers pour l'indice
19 NYMEX appliqués sur les achats totaux projetés à la Cause tarifaire en tenant compte des
20 achats concrétisés les années antérieures ainsi que les achats non concrétisés d'avance.

1 Ces derniers seraient considérés à l'indice NGX Dawn s'ils sont prévus au point Dawn et à
2 l'indice AECO s'ils sont prévus au point Empress.

4.2. Impact sur la cause tarifaire 2014

3 Étant donné que la Régie a demandé de mettre sa stratégie en place à partir de l'automne
4 2013 et que Gaz Métro vise à concrétiser près de 50 % de ces achats à l'avance, effectués
5 majoritairement au printemps, Gaz Métro a donc mis en application la stratégie proposée
6 dans la concrétisation d'une portion de ses achats de gaz naturel du plan
7 d'approvisionnement 2014. Ces transactions sont intégrées à l'annexe 2 de la pièce
8 Gaz Métro-2, Document 1.

9 Aucune transaction pluriannuelle n'a été ajoutée à celles déjà concrétisées dans les années
10 antérieures.

5. FONCTIONNALISATION DES ACHATS DE FOURNITURE À DAWN

11 Considérant que les achats de gaz naturel à Dawn seront effectués selon différents indices, la
12 méthode de fonctionnalisation de ces achats doit être adaptée.

13 La méthode de fonctionnalisation a pour effet de considérer au prix de fourniture du distributeur
14 (prix du gaz de réseau) un coût équivalant à celui qui aurait été encouru si les achats avaient
15 été effectués à Empress. Le point de référence Empress est utilisé afin de maintenir l'équité
16 entre les clients en achat direct qui livrent leur gaz naturel à Empress et les clients en gaz de
17 réseau.

18 La méthode actuelle a été approuvée par la Régie dans la décision D-2012-175 et ce, jusqu'au
19 1^{er} novembre 2015.

20 Actuellement, les achats à Dawn sont projetés à la Cause tarifaire sur la base de « AECO +
21 différentiel de lieu ». La portion du prix relié à l'indice AECO est attribuée au service de
22 fourniture. La méthode de fonctionnalisation appliquée au différentiel de lieu est la suivante :

- 23 • Fourniture : prix moyen de transport du marché entre AECO et Empress projeté par
24 les tierces parties pour les différents achats ;

Tableau 5

	Prix global	Fonctionnalisation par service				
		Fourniture	Compression	Transport & équilibrage	Transport annuel	Équilibrage
	(1)	(2)	(3)	(4) = (1)-(2)-(3)	(5)	(6) = (4)-(5)
\$/GJ	4,049	3,320	0,095	0,634	0,588	0,046
¢/m ³	15,340	12,579	0,359	2,402	2,228	0,174
(000 \$)	256 619	210 434	6 010	40 175	37 270	2 905

La valeur du transport annuel (colonne 5) serait établie de la même façon, soit la moyenne des « Futures » publiés durant le mois de février 2013 par les deux sources de référence :

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

Les prix de compression et transport seraient fixés pour l'année financière et utilisés dans la fonctionnalisation des coûts réels d'achats à Dawn. Le prix de fourniture à Empress sera en fonction de l'indice Alberta Spot Price Empress (7) et le solde du prix global sera fonctionnalisé à l'équilibrage. Par exemple, les deux transactions de l'exemple au tableau 4 seraient fonctionnalisées comme suit en cours d'année :

Tableau 6

Transactions au réel (\$/GJ)				Fonctionnalisation par service					
Indice	Prix indice *	Différentiel de lieu	Prix global	Fourniture (Empress) *	Compression	Transport & équilibrage	Transport annuel	Équilibrage	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7) = (4)-(5)-(6)	(8)	(9) = (7)-(8)	
AECO	3,512	0,835	4,347	3,130	0,095	1,122	0,588	0,534	
NYMEX	3,831	0,306	4,137	3,130	0,095	0,913	0,588	0,325	

* Indice réel du mois (exemple prix d'avril 2013 utilisés)

La modification proposée a pour effet d'éliminer l'évaluation de la valeur du marché entre AECO et Empress étant donné l'utilisation directe de l'indice de prix à Empress. Les autres étapes sont similaires à la procédure actuelle.

6. IMPACT SUR L'ÉVALUATION DU PRIX DE FOURNITURE DE GAZ MÉTRO

La diversification des indices d'achat de gaz naturel a pour effet d'introduire de nouveaux indices dans le calcul du prix de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro. Ces indices ont déjà été intégrés dans le rapport mensuel sur le calcul détaillé du coût du service de fourniture et du

1 gaz de compression projeté depuis le mois de juin 2013 afin de considérer les achats de la
2 Cause tarifaire 2014 qui ont été contractés d'avance. Toutefois, Gaz Métro aimerait proposer
3 une révision du rapport mensuel. L'objectif de cette révision de présentation est de fournir
4 l'information complète des achats de gaz naturel qui ont été transigés ainsi que la portion qui
5 est fonctionnalisée aux autres services, autant pour la section relative aux frais reportés du
6 mois en cours et que celle sur l'évaluation du coût du gaz pour les 12 mois à venir.

7 Les pages modifiées sont présentées à l'annexe 2 du présent document. En utilisant les
8 données du mois de mai 2013 comme source de prix des indices, Gaz Métro a intégré les
9 achats de gaz naturel à Dawn qu'elle a concrétisés pour l'hiver 2014 qui sont établis en fonction
10 des indices AECO et NYMEX ainsi que l'achat de gaz naturel dans le territoire de Gaz Métro.

11 Les pages suivantes seraient modifiées :

12 Tableau 1 : Frais reportés des services de fourniture de gaz et de gaz de compression
13 évaluation au jj mm aaaa

14 Les sections « Achats totaux » et « Coûts unitaires » sont regroupées pour
15 permettre une meilleure identification des achats et des coûts à chacun des points
16 de livraison, par catégorie « Achats à indice » ou « Achats spot ».

17 Une ligne descriptive de l'indice Enerdata utilisé, le cas échéant, est intégrée
18 plutôt qu'en note de référence (ombragée dans le tableau 1).

19 La ligne « Primes » sera déplacée et utilisée pour indiquer la prime moyenne
20 convenue aux diverses transactions et ce, pour tous les points de livraison.

21 La ligne « Différentiel de lieu AECO-Empress » sera modifiée et élargie au
22 différentiel de lieu entre le point de livraison et Empress qui est fonctionnalisé aux
23 autres services. La somme des différents éléments représente le coût unitaire au
24 point de référence Empress.

25 Seuls les indices qui seront potentiellement utilisés à l'avenir sont considérés.

26 Le format du tableau a été amélioré pour faciliter son analyse.

27 Tableau 2 : Impact des dérivés financiers pour le mois

1 Étant donné que l'indice NGX AB-NIT Month Ahead Index (7A) ne serait plus
2 présenté au calcul des frais reportés, cet indice n'étant plus utilisé, la description
3 de l'indice utilisé dans l'évaluation de l'impact des dérivés financiers a été ajouté à
4 ce tableau (ombragée dans le tableau 2).

5 Tableau 3 : Évaluation du coût du gaz pour les 12 mois débutant le jj mm aaaa

6 Des informations additionnelles ont été ajoutées (ombragées dans le tableau 3) :

- 7 • La date d'échéance de chaque transaction permettant d'identifier, entre
8 autres, les contrats pluriannuels ;
- 9 • La période d'achat de chaque transaction ; et
- 10 • Le prix total de l'achat représentant la somme de l'indice calculé pour les
11 12 mois à l'annexe 1 et la prime convenue à la transaction.

12 La colonne « Prime » correspondra à la prime convenue pour chaque transaction.
13 Actuellement, la prime étant fonctionnalisée à la base dans les autres services,
14 elle n'est pas indiquée. Gaz Métro juge important de fournir l'information complète
15 relative à chacune des transactions. La colonne « Différentiel de lieu AECO-
16 Empress » sera modifiée et élargie au différentiel de lieu entre le point de livraison
17 et Empress qui est fonctionnalisé aux autres services

18 La somme du prix total et du différentiel de lieu représente le coût unitaire au point
19 de référence Empress.

20 Conséquemment à la présentation du prix global de chaque transaction, la
21 colonne « Fournisseurs » a été enlevée afin d'éliminer la possibilité d'identification
22 par les tierces parties.

23 Tableau 4 : Annexe 1 du rapport mensuel du prix de fourniture

24 L'information incluse dans ce tableau est présentée sous un format distinct.
25 Historiquement, les prix projetés présentés dans ce tableau sont regroupés par
26 période. Le nouveau format propose un regroupement des périodes par indice.

27 À la suite d'une décision favorable de la Régie, ces modifications à la présentation seraient
28 intégrées dans le rapport mensuel des prix des services de gaz naturel et du gaz de

1 compression. De plus, le « Document explicatif » présenté annuellement serait mis à jour pour
2 intégrer les modifications approuvées par la Régie.

CONCLUSION

3 À la suite de la demande de la Régie, Gaz Métro a développé une stratégie de diversification
4 des indices d'achats de gaz naturel qui vise une répartition des achats totaux de gaz naturel
5 selon les indices : un tiers pour l'indice AECO, un tiers pour l'indice NYMEX et un tiers pour
6 l'indice Dawn.

7 L'ajout d'indices autres qu'AECO (NYMEX ou NGX Dawn) requiert certains ajustements à la
8 méthode de fonctionnalisation des coûts d'achats à Dawn afin de l'appliquer au prix global
9 d'achat plutôt qu'au seul différentiel de lieu.

10 Gaz Métro profite également de l'occasion pour proposer des modifications reliées à la
11 présentation du rapport mensuel sur le calcul détaillé du coût du service de fourniture et du gaz
12 de compression afin de fournir des informations plus complètes quant à ses achats de gaz
13 naturel.

Gaz Métro demande à la Régie :

- 15 **1. d'approuver la stratégie de diversification des indices d'achats de gaz naturel ;**
- 16 **2. de l'autoriser à transiger en \$CAN les indices normalement transigés en \$US.**
17 **Subsidiairement, d'approuver un traitement réglementaire qui considèrerait les**
18 **gains et pertes de change liés aux achats de gaz naturel effectués en \$US comme**
19 **une composante intégrée du coût de la fourniture ;**
- 20 **3. d'approuver les modifications à la méthode de fonctionnalisation des achats à**
21 **Dawn présentées à la section 5 et ce, jusqu'au 1^{er} novembre 2015 ; et**
- 22 **4. d'approuver les modifications proposées au rapport mensuel sur les prix des**
23 **services de fourniture de gaz naturel et du gaz de compression décrites à la**
24 **section 6.**

ANNEXES

- 1 Annexe 1 : Stratégie d'achats de gaz naturel à Dawn – Plan d'approvisionnement 2014
- 2 Annexe 2 : Modifications proposées au rapport mensuel sur le calcul détaillé du coût du
- 3 service de fourniture et du gaz de compression

ANNEXE 1

Stratégie d'achat de gaz naturel à Dawn - Plan d'approvisionnement 2014
Tableau 1 - Diversification 1/3-1/3-1/3 des achats contractés d'avance à Dawn

Code plan	Indice	début	fin	Année normale			Année chaude			Année froide			
				Débit (10 ³ m ³ /jr) (5)	Total (10 ³ m ³) (6)	Ratio (7)	Débit (10 ³ m ³ /jr) (8)	Total (10 ³ m ³) (9)	Ratio (10)	Débit (10 ³ m ³ /jr) (11)	Total (10 ³ m ³) (12)	Ratio (13)	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	
Transactions contractées d'avance à concrétiser													
1	Achat janv. et février	2014-01-01	2014-02-28	1 689			1 689			1 689			
2	AECO			0	0		0	0		0	0		
3	NYMEX			845	49 828		845	49 828		845	49 828		
4	NGX Dawn			845	49 828		845	49 828		845	49 828		
5	Achat déc. à février	2013-12-01	2014-02-28	3 035			3 035			3 035			
6	AECO			792	71 259		792	71 259		792	71 259		
7	NYMEX			1 188	106 888		1 188	106 888		1 188	106 888		
8	NGX Dawn			1 056	95 012		1 056	95 012		1 056	95 012		
9	Achat déc. à mars	2013-12-01	2014-03-31	2 666			2 666			2 666			
10	AECO			0	0		0	0		0	0		
11	NYMEX			1 293	156 479		1 293	156 479		1 293	156 479		
12	NGX Dawn			1 372	166 060		1 372	166 060		1 372	166 060		
13	Achat avril (15 jours)	2014-04-01	2014-04-15	1 056			1 056			1 056			
14	AECO			1 056	15 835		1 056	15 835		1 056	15 835		
15	NYMEX			0	0		0	0		0	0		
16	NGX Dawn			0	0		0	0		0	0		
17	Transactions contractées d'avance déjà concrétisées												
18	Achat-1 (2010)	AECO	2013-12-01	2014-03-31	343	41 515		343	41 515		343	41 515	
19	Achat-1 (2011)	AECO	2013-12-01	2014-03-31	528	63 869		528	63 869		528	63 869	
20	Achat-2 (2011)	AECO	2013-12-01	2014-03-31	132	15 967		132	15 967		132	15 967	
21	Achat-3 (2011)	AECO	2013-12-01	2014-03-31	132	15 967		132	15 967		132	15 967	
22	Achat-4 (2011)	AECO	2013-12-01	2014-03-31	132	15 967		132	15 967		132	15 967	
23	Achat-5 (2011)	AECO	2013-12-01	2014-03-31	396	47 902		396	47 902		396	47 902	
24	Achat en franchise	AECO	2013-10-01	2014-09-30	11	3 853		11	3 853		11	3 853	
25	Total transactions contractées d'avance					916 231	46,5%		916 231	50,6%		916 231	43,3%
26	AECO					292 135	31,9%		292 135	31,9%		292 135	31,9%
27	NYMEX					313 196	34,2%		313 196	34,2%		313 196	34,2%
28	NGX Dawn					310 900	33,9%		310 900	33,9%		310 900	33,9%
Achats en attente - effectués à prix fixe ou en bloc													
29	Achat nov.	NGX Dawn	2013-11-01	2013-11-30	4 223	126 683		3 061	91 845		5 278	158 353	
30	Achat déc.-mars	NGX Dawn	2013-12-01	2014-03-31	792	95 804		0	0		1 610	194 801	
31	Achat mars	NGX Dawn	2014-03-01	2014-03-31	2 903	89 997		1 240	38 453		2 903	89 997	
32	Achat avril (15 jours)	AECO	2014-04-01	2014-04-15	1 584	23 753		1 584	23 753		1 584	23 753	
32	Achat avril	NGX Dawn	2014-04-01	2014-04-30	1 847	55 424		1 715	51 465		2 111	63 341	
33	Achat mai à juil.	NGX Dawn	2014-05-01	2014-07-31	2 323	213 671		2 217	203 959		2 243	206 387	
34	Achat août et sept.	NGX Dawn	2014-08-01	2014-09-30	1 689	103 035		1 768	107 865		1 927	117 524	
35	Achats ponctuels	NGX Dawn				52 095			44 952			64 502	
36	Achat à Empress	AECO	variable mensuellement			291 587			331 629			281 341	
37	Total d'achats non concrétisés					1 052 048	53,5%		893 921	49,4%		1 199 999	56,7%
38	AECO					315 340	30,0%		355 382	39,8%		305 094	25,4%
39	NYMEX					0	0,0%		0	0,0%		0	0,0%
40	NGX Dawn					736 708	70,0%		538 539	60,2%		894 905	74,6%
41	TOTAL DES ACHATS					1 968 279			1 810 152			2 116 230	
42	AECO					607 475	30,9%		647 517	35,8%		597 229	28,2%
43	NYMEX					313 196	15,9%		313 196	17,3%		313 196	14,8%
44	NGX Dawn					1 047 608	53,2%		849 439	46,9%		1 205 805	57,0%

Stratégie d'achat de gaz naturel à Dawn - plan d'approvisionnement 2014
Tableau 2 - Diversification 1/3-1/3-1/3 des achats totaux de gaz naturel

Code plan	Indice	début	fin	Année normale			Année chaude			Année froide			
				Débit (10 ³ m ³ /jr) (5)	Total (10 ³ m ³) (6)	Ratio (7)	Débit (10 ³ m ³ /jr) (8)	Total (10 ³ m ³) (9)	Ratio (10)	Débit (10 ³ m ³ /jr) (11)	Total (10 ³ m ³) (12)	Ratio (13)	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	
Transactions contractées d'avance à concrétiser													
45	Achat janv. et février	2014-01-01	2014-02-28	1 689			1 689			1 689			
46	AECO			0	0		0	0		0	0		
47	NYMEX			1 689	99 657		1 689	99 657		1 689	99 657		
48	NGX Dawn			0	0		0	0		0	0		
49	Achat déc. à février	2013-12-01	2014-02-28	3 035			3 035			3 035			
50	AECO			0	0		0	0		0	0		
51	NYMEX			3 035	273 159		3 035	273 159		3 035	273 159		
52	NGX Dawn			0	0		0	0		0	0		
53	Achat déc. à mars	2013-12-01	2014-03-31	2 666			2 666			2 666			
54	AECO			924	111 771		924	111 771		924	111 771		
55	NYMEX			1 742	210 768		1 742	210 768		1 742	210 768		
56	NGX Dawn			0	0		0	0		0	0		
57	Achat avril (15 jours)	2014-04-01	2014-04-15	1 056			1 056			1 056			
58	AECO			1 056	15 835		1 056	15 835		1 056	15 835		
59	NYMEX			0	0		0	0		0	0		
60	NGX Dawn			0	0		0	0		0	0		
61	Transactions contractées d'avance déjà concrétisées												
62	Achat-1 (2010)	AECO	2013-12-01	2014-03-31	343	41 515		343	41 515		343	41 515	
63	Achat-1 (2011)	AECO	2013-12-01	2014-03-31	528	63 869		528	63 869		528	63 869	
64	Achat-2 (2011)	AECO	2013-12-01	2014-03-31	132	15 967		132	15 967		132	15 967	
65	Achat-3 (2011)	AECO	2013-12-01	2014-03-31	132	15 967		132	15 967		132	15 967	
66	Achat-4 (2011)	AECO	2013-12-01	2014-03-31	132	15 967		132	15 967		132	15 967	
67	Achat-5 (2011)	AECO	2013-12-01	2014-03-31	396	47 902		396	47 902		396	47 902	
68	Achat en franchise	AECO	2013-10-01	2014-09-30	11	3 853		11	3 853		11	3 853	
69	Total transactions contractées d'avance					916 231	46,5%		916 231	50,6%		916 231	43,3%
70	AECO					332 647	36,3%		332 647	36,3%		332 647	36,3%
71	NYMEX					583 584	63,7%		583 584	63,7%		583 584	63,7%
72	NGX Dawn					0	0,0%		0	0,0%		0	0,0%
Achats en attente - effectués à prix fixe ou en bloc													
73	Achat nov.	NGX Dawn	2013-11-01	2013-11-30	4 223	126 683		3 061	91 845		5 278	158 353	
74	Achat déc.-mars	NGX Dawn	2013-12-01	2014-03-31	792	95 804		0	0		1 610	194 801	
75	Achat mars	NGX Dawn	2014-03-01	2014-03-31	2 903	89 997		1 240	38 453		2 903	89 997	
76	Achat avril (15 jours)	AECO	2014-04-01	2014-04-15	1 584	23 753		1 584	23 753		1 584	23 753	
77	Achat avril	NGX Dawn	2014-04-01	2014-04-30	1 847	55 424		1 715	51 465		2 111	63 341	
78	Achat mai à juil.	NGX Dawn	2014-05-01	2014-07-31	2 323	213 671		2 217	203 959		2 243	206 387	
79	Achat août et sept.	NGX Dawn	2014-08-01	2014-09-30	1 689	103 035		1 768	107 865		1 927	117 524	
80	Achats ponctuels	NGX Dawn				52 095			44 952			64 502	
81	Achat à Empress	AECO	variable mensuellement		291 587			331 629			281 341		
82	Total d'achats non concrétisés					1 052 048	53,5%		893 921	49,4%		1 199 999	56,7%
83	AECO					315 340	30,0%		355 382	39,8%		305 094	25,4%
84	NYMEX					0	0,0%		0	0,0%		0	0,0%
85	NGX Dawn					736 708	70,0%		538 539	60,2%		894 905	74,6%
86	TOTAL DES ACHATS					1 968 279			1 810 152			2 116 230	
87	AECO					647 987	32,9%		688 029	38,0%		637 741	30,1%
88	NYMEX					583 584	29,6%		583 584	32,2%		583 584	27,6%
89	NGX Dawn					736 708	37,4%		538 539	29,8%		894 905	42,3%

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO
Frais reportés des services de fourniture de gaz et de gaz de compression
Évaluation au jj mm aaaa

Besoins de gaz de compression pour le mois			
	<u>Zone Est</u>	<u>Zone Nord</u>	<u>Total</u>
Achat de fourniture de gaz (GJ/jour)	507 927	27 748	
GJ/Mois	15 237 817	832 439	
Taux de compression	<u>2,80%</u>	<u>2,18%</u>	
Besoins de gaz de compression (GJ)	426 661	18 148	444 809

Achats totaux (GJ) (Estimés au jj mm aaaa)	Points de livraison								TOTAL
	GMIT EDA		Empress		Dawn				
	À indice	SPOT	À indice	SPOT	À indice		SPOT		
Fourniture de gaz :	12 400	0	0	229 857	3 038 000	7 595 000	1 800 000	3 395 000	16 070 257
Gaz de compression :	343	0	0	6 362	84 089	210 222	49 822	93 970	444 809
	12 743	0	0	236 219	3 122 089	7 805 222	1 849 822	3 488 970	16 515 066

Description des indices :	Empress	N/A	AECO	N/A	AECO	Dawn		N/A
	Alberta Spot Price Empress (7)		NGX AB-NIT Same Day Index (5A)		NGX AB-NIT Same Day Index (5A)	NYMEX Futures Prices Henry Hub Close ("Last Day Settle")	NGX Union-Dawn SPOT Day Ahead Index	
Coût unitaire (\$/GJ)								
Indice Enerdata	3,1303\$		3,5115\$		3,5115\$	3,8311\$	4,3993\$	
Primes	1,9158\$		0,0000\$		0,8680\$	0,3148\$	0,0000\$	
Prix moyen des achats SPOT		0,0000\$		3,4749\$				4,3467\$
Différentiel de lieu versus Empress	(1,9158\$)				(1,2492\$)	(1,0156\$)	(1,2690\$)	(1,2164\$)
	3,1303\$	0,0000\$	3,5115\$	3,4749\$	3,1303\$	3,1303\$	3,1303\$	3,1303\$

Coûts (000 \$)										\$/GJ
Coût du gaz	40	0	0	821	9 773	24 433	5 790	10 922	51 779	3,1353
Effet des dérivés financiers									5 399	0,3269
Total									57 178	3,4622

Écart de prix		<u>\$/GJ</u>	<u>GJ</u>	<u>000 \$</u>
Tarif actuellement en vigueur		3,4200\$		
Moins le(s) taux unitaire(s) de remboursement en vigueur		0,0000\$		
Coûts projetés d'acquisition selon la mécanique de calcul		3,4200\$	16 515 066	56 482
Coûts projetés		3,4622\$	16 515 066	57 178
Total				(696)
À récupérer des clients	jj mm aaaa			(696)

Écart de coût cumulatif		<u>000 \$</u>
Soldes aux livres au 31 mars 2013 (à remettre aux clients)	CONSERVER À TITRE D'EXEMPLE SEULEMENT	
Coût des primes des dérivés financiers contractés du jj mm aaaa au jj mm aaaa (voir annexe 3)		(4 036)
Écart de prix du mois courant		0
Ecart cumulatif projeté à remettre aux clients		(3 340)

ANNEXE 2 - TABLEAU 2

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO

Frais reportés des services de fourniture de gaz et de gaz de compression
pour les 12 mois débutant le jj mm aaa
Évaluation au jj mm aaaa (suite)

Impact des dérivés financiers pour le mois					
Nombre de jours du mois :					30
Indice---->					3,4867
<div style="border: 1px solid black; padding: 2px; display: inline-block;"> NGX AB-NIT Month Ahead Index (7A) </div>					
#	par jour (GJ)	mensuel (GJ)	Prix		Impact (\$)
<u>Prix fixe</u>		<u>Plancher</u>			
851	2 500	75 000	5,750		169 747,50
870	2 500	75 000	5,700		165 997,50
875	2 500	75 000	5,690		165 247,50
877	2 500	75 000	5,550		154 747,50
898	2 500	75 000	5,195		128 122,50
901	2 500	75 000	5,100		120 997,50
911	2 500	75 000	5,000		113 497,50
912	2 500	75 000	4,990		112 747,50
914	2 500	75 000	4,950		109 747,50
916	2 500	75 000	4,790		97 747,50
923	2 500	75 000	4,750		94 747,50
927	2 500	75 000	4,600		83 497,50
932	2 500	75 000	4,590		82 747,50
935	5 000	150 000	4,400		136 995,00
937	5 000	150 000	4,270		117 495,00
941	5 000	150 000	4,285		119 745,00
943	5 000	150 000	4,250		114 495,00
949	2 500	75 000	4,460		72 997,50
954	2 500	75 000	4,390		67 747,50
958	2 500	75 000	4,350		64 747,50
970	2 500	75 000	4,290		60 247,50
972	2 500	75 000	4,340		63 997,50
<u>Prix fixe (avec option)</u>		<u>Plancher</u>		<u>Limite de protection</u>	
807	2 500	75 000	6,150	9,000	199 747,50
813	2 500	75 000	6,050	9,000	192 247,50
828	2 500	75 000	6,085	9,000	194 872,50
829	2 500	75 000	6,100	9,000	195 997,50
832	2 500	75 000	6,100	9,000	195 997,50
834	2 500	75 000	6,100	9,000	195 997,50
835	2 500	75 000	6,070	9,000	193 747,50
842	2 500	75 000	5,925	9,000	182 872,50
844	2 500	75 000	5,880	9,000	179 497,50
853	2 500	75 000	5,500	7,500	150 997,50
860	2 500	75 000	5,300	7,500	135 997,50
871	2 500	75 000	5,400	7,500	143 497,50
884	2 500	75 000	5,300	7,500	135 997,50
890	2 500	75 000	5,200	7,500	128 497,50
895	2 500	75 000	5,150	7,500	124 747,50
905	2 500	75 000	4,870	7,000	103 747,50

ANNEXE 2 - TABLEAU 3

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO

Évaluation du coût du gaz
pour les 12 mois débutant le jj mm aaaa

Quantité: 74,573 PJ											
Période: jj mm aaaa au jj mm aaaa											
Point de livraison	Indice	Échéance	Période d'achat		Quantité	Indice (1)	Prime	Prix total	Différentiel de lieu	Coût unitaire	Coût total
			Début	Fin	(PJ)	(\$/GJ)	(\$/GJ)	(\$/GJ)	versus Empress	\$/GJ	\$MM
									(\$/GJ)		
GMIT EDA	CGPR - Empress	2015-10-31	01-juin	31-oct	0,134	3,561\$	N/A	3,5610 \$	N/A	3,561	0,48
DAWN	CGPR - AECO	2014-04-15	01-avr	15-avr	0,300	3,626\$	0,8800 \$	4,5060 \$	(0,9450)	3,561	1,07
DAWN	CGPR - AECO	2014-04-15	01-avr	15-avr	0,300	3,626\$	0,9000 \$	4,5260 \$	(0,9650)	3,561	1,07
DAWN	CGPR - AECO	2014-03-31	01-déc	31-mars	1,815	3,626\$	0,9050 \$	4,5310 \$	(0,9700)	3,561	6,46
DAWN	CGPR - AECO	2015-03-31	01-déc	31-mars	1,573	3,626\$	0,7500 \$	4,3760 \$	(0,8150)	3,561	5,60
DAWN	CGPR - AECO	2014-03-31	01-déc	31-mars	2,420	3,626\$	0,9300 \$	4,5560 \$	(0,9950)	3,561	8,62
DAWN	CGPR - AECO	2014-03-31	01-déc	31-mars	0,605	3,626\$	0,9300 \$	4,5560 \$	(0,9950)	3,561	2,15
DAWN	CGPR - AECO	2014-03-31	01-déc	31-mars	0,605	3,626\$	0,9200 \$	4,5460 \$	(0,9850)	3,561	2,15
DAWN	CGPR - AECO	2014-03-31	01-déc	31-mars	0,605	3,626\$	0,9100 \$	4,5360 \$	(0,9750)	3,561	2,15
DAWN	CGPR - AECO	2014-03-31	01-déc	31-mars	4,235	3,626\$	0,8350 \$	4,4610 \$	(0,9000)	3,561	15,08
DAWN	CGPR - NYMEX	2014-02-28	01-janv	28-févr	0,623	4,158\$	0,2846 \$	4,4428 \$	(0,8818)	3,561	2,22
DAWN	CGPR - NYMEX	2014-02-28	01-déc	28-févr	0,950	4,158\$	0,3075 \$	4,4656 \$	(0,9046)	3,561	3,38
DAWN	CGPR - NYMEX	2014-03-31	01-déc	31-mars	1,277	4,158\$	0,3279 \$	4,4860 \$	(0,9250)	3,561	4,55
DAWN	CGPR - NYMEX	2014-02-28	01-janv	28-févr	1,888	4,158\$	0,2745 \$	4,4326 \$	(0,8716)	3,561	6,72
DAWN	CGPR - NYMEX	2014-02-28	01-janv	28-févr	1,265	4,158\$	0,2846 \$	4,4428 \$	(0,8818)	3,561	4,51
DAWN	CGPR - NYMEX	2014-02-28	01-déc	28-févr	1,800	4,158\$	0,3151 \$	4,4733 \$	(0,9123)	3,561	6,41
DAWN	CGPR - NYMEX	2014-02-28	01-déc	28-févr	1,800	4,158\$	0,3253 \$	4,4834 \$	(0,9224)	3,561	6,41
DAWN	CGPR - NYMEX	2014-02-28	01-déc	28-févr	1,350	4,158\$	0,3050 \$	4,4631 \$	(0,9021)	3,561	4,81
DAWN	CGPR - NYMEX	2014-03-31	01-déc	31-mars	1,815	4,158\$	0,3202 \$	4,4784 \$	(0,9174)	3,561	6,46
DAWN	CGPR - NYMEX	2014-02-28	01-déc	28-févr	2,250	4,158\$	0,3024 \$	4,4606 \$	(0,8996)	3,561	8,01
DAWN	CGPR - NYMEX	2014-03-31	01-déc	31-mars	2,420	4,158\$	0,3253 \$	4,4834 \$	(0,9224)	3,561	8,62
DAWN	CGPR - NYMEX	2014-02-28	01-déc	28-févr	0,900	4,158\$	0,3253 \$	4,4834 \$	(0,9224)	3,561	3,20
DAWN	CGPR - NYMEX	2014-02-28	01-déc	28-févr	1,300	4,158\$	0,3304 \$	4,4885 \$	(0,9275)	3,561	4,63
DAWN	CGPR - NYMEX	2014-03-31	01-déc	31-mars	2,474	4,158\$	0,3456 \$	4,5038 \$	(0,9428)	3,561	8,81
Empress	CGPR - Empress	(2)			39,869	3,561\$	N/D	3,5610 \$	N/A	3,561	141,97
Quantité totale (PJ) : <u>74,573</u>											<u>265,55</u>
Coût moyen du gaz : <u>3,561</u>											

(1) Voir annexe 1

(2) Contrats non encore négociés, considérés à l'indice CGPR - Empress

ANNEXE 2 - TABLEAU 4

ANNEXE 1

Date	Indice : <u>AECO/NIT</u>				
	Prix moyen (\$CAN/GJ)				
	Périodes :	1	2	3	Pondéré
25 mars 2013		3,347\$	3,638\$	3,455\$	3,477\$
26 mars 2013		3,403\$	3,697\$	3,487\$	3,532\$
27 mars 2013		3,439\$	3,728\$	3,477\$	3,563\$
28 mars 2013		3,419\$	3,714\$	3,458\$	3,545\$
1 avril 2013		3,405\$	3,720\$	3,452\$	3,540\$
2 avril 2013		3,377\$	3,703\$	3,458\$	3,520\$
3 avril 2013		3,334\$	3,661\$	3,466\$	3,481\$
4 avril 2013		3,371\$	3,691\$	3,498\$	3,515\$
5 avril 2013		3,529\$	3,801\$	3,534\$	3,643\$
8 avril 2013		3,490\$	3,765\$	3,501\$	3,605\$
9 avril 2013		3,434\$	3,719\$	3,455\$	3,554\$
10 avril 2013		3,487\$	3,778\$	3,463\$	3,606\$
11 avril 2013		3,526\$	3,836\$	3,470\$	3,651\$
12 avril 2013		3,605\$	3,923\$	3,502\$	3,729\$
15 avril 2013		3,543\$	3,869\$	3,517\$	3,677\$
16 avril 2013		3,540\$	3,864\$	3,555\$	3,676\$
17 avril 2013		3,592\$	3,917\$	3,578\$	3,726\$
18 avril 2013		3,717\$	4,029\$	3,604\$	3,838\$
19 avril 2013		3,702\$	4,016\$	3,624\$	3,826\$
22 avril 2013		3,578\$	3,891\$	3,575\$	3,708\$
23 avril 2013		3,581\$	3,897\$	3,591\$	3,713\$
24 avril 2013		3,514\$	3,831\$	3,565\$	3,650\$
		3,497 \$	3,804 \$	3,513 \$	<u>3,626 \$</u>

Date	Indice : <u>Empress</u>				
	Prix moyen (\$CAN/GJ)				
	Périodes :	1	2	3	Pondéré
25 mars 2013		3,266\$	3,607\$	3,484\$	3,426\$
26 mars 2013		3,328\$	3,660\$	3,660\$	3,482\$
27 mars 2013		3,361\$	3,679\$	3,508\$	3,506\$
28 mars 2013		3,328\$	3,669\$	3,494\$	3,484\$
1 avril 2013		3,321\$	3,670\$	3,491\$	3,480\$
2 avril 2013		3,285\$	3,650\$	3,498\$	3,455\$
3 avril 2013		3,228\$	3,604\$	3,508\$	3,408\$
4 avril 2013		3,267\$	3,644\$	3,529\$	3,446\$
5 avril 2013		3,425\$	3,748\$	3,558\$	3,571\$
8 avril 2013		3,386\$	3,710\$	3,527\$	3,533\$
9 avril 2013		3,332\$	3,671\$	3,490\$	3,486\$
10 avril 2013		3,385\$	3,730\$	3,496\$	3,538\$
11 avril 2013		3,427\$	3,783\$	3,496\$	3,581\$
12 avril 2013		3,514\$	3,874\$	3,542\$	3,666\$
15 avril 2013		3,439\$	3,810\$	3,544\$	3,602\$
16 avril 2013		3,442\$	3,817\$	3,583\$	3,610\$
17 avril 2013		3,496\$	3,865\$	3,595\$	3,658\$
18 avril 2013		3,640\$	3,981\$	3,629\$	3,781\$
19 avril 2013		3,617\$	3,958\$	3,653\$	3,762\$
22 avril 2013		3,478\$	3,842\$	3,604\$	3,640\$
23 avril 2013		3,484\$	3,851\$	3,613\$	3,648\$
24 avril 2013		3,416\$	3,778\$	3,603\$	3,583\$
		3,403 \$	3,755 \$	3,550 \$	<u>3,561 \$</u>

Date	Indice : <u>NYMEX (Henry Hub)</u>				
	Prix moyen (\$CAN/GJ)				
	Périodes :	1	2	3	Pondéré
25 mars 2013		3,839\$	4,115\$	4,034\$	3,987\$
26 mars 2013		3,918\$	4,184\$	4,079\$	4,056\$
27 mars 2013		3,980\$	4,243\$	4,084\$	4,107\$
28 mars 2013		3,947\$	4,213\$	4,060\$	4,077\$
1 avril 2013		3,959\$	4,223\$	4,056\$	4,085\$
2 avril 2013		3,913\$	4,192\$	4,044\$	4,051\$
3 avril 2013		3,846\$	4,127\$	4,024\$	3,993\$
4 avril 2013		3,873\$	4,146\$	4,034\$	4,014\$
5 avril 2013		4,054\$	4,282\$	4,095\$	4,156\$
8 avril 2013		4,015\$	4,245\$	4,054\$	4,117\$
9 avril 2013		3,950\$	4,185\$	4,007\$	4,057\$
10 avril 2013		4,013\$	4,244\$	4,003\$	4,108\$
11 avril 2013		4,052\$	4,285\$	3,981\$	4,137\$
12 avril 2013		4,140\$	4,387\$	4,018\$	4,223\$
15 avril 2013		4,090\$	4,337\$	4,025\$	4,182\$
16 avril 2013		4,103\$	4,344\$	4,083\$	4,200\$
17 avril 2013		4,179\$	4,424\$	4,117\$	4,271\$
18 avril 2013		4,353\$	4,559\$	4,170\$	4,408\$
19 avril 2013		4,359\$	4,566\$	4,214\$	4,421\$
22 avril 2013		4,219\$	4,439\$	4,155\$	4,300\$
23 avril 2013		4,207\$	4,439\$	4,165\$	4,296\$
24 avril 2013		4,128\$	4,366\$	4,144\$	4,230\$
		4,052 \$	4,298 \$	4,075 \$	<u>4,158 \$</u>

Périodes : 1 Mai à octobre 2013
2 Novembre et décembre 2013, janvier à mars 2014
3 Avril 2014