

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2014-064	R-3837-2013	17 avril 2014
Phase 2		

PRÉSENTS :

Marc Turgeon
Gilles Boulianne
Françoise Gagnon
Régisseurs

Société en commandite Gaz Métro

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision finale sur le plan d'approvisionnement et sur le paiement des frais des intervenants de la phase 2

Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1^{er} octobre 2013

Intervenants :

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG);

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);

Option consommateurs (OC);

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ);

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ/AQLPA);

TransCanada Energy Ltd. (TCE);

Union des consommateurs (UC);

Union des municipalités du Québec (UMQ).

1. INTRODUCTION

[1] Le 10 avril 2013, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des *Conditions de service et Tarif* à compter du 1^{er} octobre 2013 (la Demande). Elle propose de traiter ce dossier en trois phases.

[2] Le 18 avril 2013, la Régie rend sa décision D-2013-059 par laquelle elle accueille la proposition du Distributeur de procéder à l'examen de la Demande en trois phases.

[3] Le 16 mai 2013, par sa décision D-2013-079, la Régie accorde à l'ACIG, la FCEI, le GRAME, OC, le ROEÉ, SÉ/AQLPA et l'UC le droit d'intervenir dans le cadre de la phase 2 et accorde ce droit également à l'ensemble des intervenants reconnus au dossier pour la phase 3.

[4] Le 28 juin 2013, la Régie rend sa décision D-2013-093 par laquelle elle fixe, entre autres, le calendrier pour le déroulement de la phase 2 et réserve la période du 6 au 13 novembre 2013 pour la tenue d'une audience.

[5] Le 21 octobre 2013, la Régie tient une audience sur le changement méthodologique au modèle de prévision de la demande de pointe et ses conséquences sur le plan d'approvisionnement et sur les appels de soumission devant être lancés, à brève échéance, auprès de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) et Union Gas Limited (Union). La Régie rend sa décision D-2013-179 sur ces sujets le 6 novembre 2013.

[6] Du 6 au 9 novembre ainsi que le 12 novembre 2013, la Régie tient une audience sur le plan d'approvisionnement, tel que prévu à sa décision D-2013-093.

[7] Le 14 novembre 2013, à la suite de la réception de la réponse à l'engagement n° 8 du Distributeur, la Régie entame son délibéré relativement aux sujets traités lors de cette audience.

[8] Le 25 novembre 2013, le Distributeur dépose une 6^e demande réamendée demandant l'approbation de son plan d'approvisionnement sur l'horizon 2017-2019¹.

[9] Le 4 décembre 2013, la Régie rend sa décision D-2013-192 approuvant, notamment, le plan d'approvisionnement pour l'année 2014.

[10] Le 5 décembre 2013, la Régie tient une audience sur la preuve déposée par le Distributeur le 25 novembre 2013 relative au plan d'approvisionnement 2017-2019.

[11] Le 9 décembre 2013, le Distributeur dépose une 7^e demande réamendée demandant à la Régie l'approbation d'un plan d'approvisionnement sur trois années additionnelles, soit pour la période totale 2014-2019.

[12] Le 13 janvier 2014, la Régie rend sa décision D-2014-003 par laquelle elle se prononce sur certains éléments du plan d'approvisionnement couvrant la période 2015-2019.

[13] Le 21 janvier 2014, Gaz Métro dépose une 8^e demande réamendée relative à l'ajustement de la méthode de répartition des coûts de l'usine LSR entre l'activité réglementée et l'activité non réglementée, découlant de l'exploitation d'un nouveau liquéfacteur.

[14] Le 4 mars 2014, la Régie rend sa décision D-2014-032 relative à la répartition des coûts de l'usine LSR entre l'activité réglementée et l'activité non réglementée ainsi qu'aux modalités tarifaires applicables au liquéfacteur qu'entend construire l'activité non réglementée ainsi que sur le préavis d'entrée et de sortie du service de transport demandé par le Distributeur dans le cadre de son plan d'approvisionnement.

[15] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur l'ensemble des conclusions recherchées par Gaz Métro dans sa 8^e demande réamendée relatives au plan d'approvisionnement 2015-2019 et sur lesquelles elle ne s'est pas encore prononcée, mettant ainsi un terme à l'examen du plan d'approvisionnement 2014-2019. La Régie se prononce également sur le paiement des frais des intervenants pour la phase 2.

¹ Pièce B-0275.

2. CONCLUSIONS RECHERCHÉES

[16] Les conclusions recherchées par Gaz Métro pour la phase 2 du dossier visées par la présente décision et tenant compte de la décision D-2013-179 sont les suivantes :

« [...]

À l'égard du plan d'approvisionnement 2014-2019 [...]

APPROUVER le plan d'approvisionnement déposé dans le cadre du présent dossier incluant la modification à la méthode de calcul de la journée de pointe;

DÉCLARER que les suivis requis ont été faits de façon satisfaisante;

[...]

À l'égard de la stratégie de diversification des indices d'achats de fourniture [...]

APPROUVER la stratégie de diversification des indices d'achats de gaz naturel;

AUTORISER à transiger en \$CAN les indices normalement transigés en \$US. Subsidiairement, APPROUVER un traitement réglementaire qui considèrerait les gains et pertes de change liés aux achats de gaz naturel effectués en \$US comme une composante intégrée du coût de la fourniture;

APPROUVER les modifications à la méthode de fonctionnalisation des achats à Dawn présentées à la section 5 de la pièce Gaz Méro-2, Document 3, et ce, jusqu'au 1^{er} novembre 2015; et

APPROUVER les modifications proposées au rapport mensuel sur les prix des services de fourniture de gaz naturel et du gaz de compression décrites à la section 6.

À l'égard du projet de déplacement de la structure d'approvisionnement vers Dawn [...]

APPROUVER, à compter du 1^{er} novembre 2015 :

- *l'abolition du service de compression;*
- *que les clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété utilisant le service de transport de Gaz Métro, ainsi que les clients ayant convenu d'une entente à prix fixe, livrant leur gaz naturel à Dawn n'aient plus à fournir leur gaz de compression;*
- *que les clients ayant convenu d'une entente à prix fixe livrant leur gaz naturel à Empress après le 31 octobre 2015 continuent de fournir leur gaz de compression;*
- *l'application d'un crédit de compression aux clients ayant convenu d'une entente de fourniture à prix fixe approvisionnée par un fournisseur spécifique pour les mois où le gaz naturel est livré par le fournisseur à Empress après le 31 octobre 2015, et la considération des sommes relatives à ces crédits comme des coûts reliés au service de transport;*
- *la considération des coûts du gaz de compression aux services de transport et d'équilibrage selon la fonctionnalisation de chaque outil d'approvisionnement considéré;*
- *le transfert des soldes d'inventaire de compression et d'ajustement d'inventaire de compression dans les comptes d'inventaire de transport et d'ajustement d'inventaire de transport au 1^{er} novembre 2015;*
- *la considération des refacturations au service de compression pour des périodes de facturation avant le 1^{er} novembre 2015 dans le compte d'écart de prix de la fourniture;*
- *le libellé de l'article 18.2.7 qui serait intégré à la section « Dispositions transitoires » des Conditions de service et Tarif et ORDONNER que ces changements soient en vigueur dès la réception d'une décision favorable de la Régie.*

APPROUVER la nouvelle méthode de fonctionnalisation des coûts de fourniture;

APPROUVER la modification à la méthode de fonctionnalisation des coûts de transport et d'équilibrage;

APPROUVER la méthode d'évaluation et d'application des frais de livraison à Empress;

APPROUVER le libellé de l'article 18.2.8 qui serait intégré à la section « Dispositions transitoires » des Conditions de service et Tarif et ORDONNER que ces changements soient en vigueur dès qu'une décision aura été rendue;

APPROUVER les modifications proposées aux articles 13.1.4.1, 13.1.4.2 et 13.2.3.2 concernant les préavis d'entrée et de sortie du service du distributeur et les préavis d'entrée du service fourni par le client et ORDONNER que ces changements soient en vigueur dès qu'une décision aura été rendue »².

3. PLAN D'APPROVISIONNEMENT

3.1 ENTENTE INTERVENUE AVEC TCPL

3.1.1 POSITION DE GAZ MÉTRO

[17] Une entente est intervenue entre Enbridge Gas Distribution (Enbridge), Union, Gaz Métro et TCPL le 31 octobre 2013 (l'Entente). Elle doit faire l'objet d'une approbation par l'Office national de l'énergie (ONÉ).

[18] En vertu de cette entente, TCPL s'est notamment engagée à construire les capacités de transport suffisantes pour permettre à Gaz Métro de déplacer sa structure d'approvisionnement vers Dawn et ainsi assurer sa sécurité d'approvisionnement à un coût raisonnable.

[19] De leur côté, Gaz Métro, Union et Enbridge ont accepté de :

- conserver une portion de leurs approvisionnements gaziers à Empress jusqu'au 31 décembre 2020 (85 TJ/j pour Gaz Métro et Union, respectivement et 265 TJ/j pour Enbridge). Pour Gaz Métro, cela représente 10 % des capacités de transport totales qu'elle a contractées, incluant celles destinées aux clients en achat direct ne possédant pas leur propre transport;

² Pièce B-0309.

- payer un tarif de transport *Short Haul* (SH) qui permettrait à TCPL de récupérer son coût de service pour le Triangle de l'Est;
- payer une contribution additionnelle afin de permettre à TCPL, pour la période allant du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2020, de récupérer les sommes perdues sur les tronçons des Prairies et du nord de l'Ontario (NOL) en raison du transfert de certaines capacités du service *Long Haul* (LH) au service SH. Cette contribution est étalée toutefois sur une période de 16 années, soit du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2030, afin d'amoindrir l'impact tarifaire (*bridging contribution*);
- de ne pas construire des infrastructures qui se substitueraient à celles de TCPL avant le 1^{er} janvier 2031.

[20] De l'avis de Gaz Métro, il s'agit d'une entente équitable pour toutes les parties prenantes qui résulte en des tarifs justes et raisonnables pour sa clientèle.

[21] Il est prévu, aux termes de l'Entente, que le tarif *Firm Transportation Short Haul* (FTSH) augmentera, en date du 1^{er} janvier 2015, de 55 % par rapport au tarif fixé par l'ONÉ. Le tarif *Firm Transportation Long Haul* (FTLH) augmentera de 19 % par rapport au tarif fixé par l'ONÉ.

[22] De l'avis de Gaz Métro, l'Entente permettra le déplacement des approvisionnements à Dawn et, ainsi, permettra à la clientèle du Distributeur de réaliser des économies annuelles de l'ordre de 47 M\$.

3.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

[23] La Régie a autorisé, par sa décision D-2012-175, le déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn et considère ce déplacement toujours pertinent. Elle est d'avis qu'il permet d'assurer la flexibilité requise des approvisionnements, dans la poursuite de l'objectif de minimiser les coûts du gaz naturel livré dans le territoire du Distributeur.

[24] La Régie est d'avis que l'Entente, si elle est entérinée par l'ONÉ, permettra la réalisation du déplacement vers Dawn par le développement des capacités requises dans le Triangle de l'Est, tant pour importer du gaz américain dans la région de Dawn que pour acheminer le gaz dans le territoire de Gaz Métro.

[25] La Régie prend note que l'analyse, présentée par Gaz Métro, prévoit des économies annuelles de l'ordre de 47 M\$ pour la clientèle.

[26] La Régie est d'avis qu'il est dans l'intérêt public que l'issue de la demande d'approbation de l'Entente devant l'ONÉ soit connue dans les meilleurs délais et que Gaz Métro puisse optimiser les approvisionnements requis, afin d'assurer les meilleurs coûts à sa clientèle et, en conséquence, diminuer le niveau d'incertitude dans le marché du gaz naturel.

3.2 COÛTS SUPPLÉMENTAIRES DÉCOULANT DE L'ENTENTE AVEC TCPL

3.2.1 LA PROBLÉMATIQUE

[27] Dans la mesure où l'Entente est approuvée par l'ONÉ, Gaz Métro contractera, de 2015 à 2020, des capacités de transport ferme à Empress de 85 000 GJ/jour.

[28] Ces réservations se traduiront vraisemblablement par un coût supplémentaire qui, par l'application des règles de fonctionnalisation actuelles, serait assumé par les clients qui utilisent le service de transport et d'équilibrage de Gaz Métro.

[29] Par ailleurs, en réponse à une question, Gaz Métro précise que si les trois distributeurs parties à l'Entente avec TCPL n'avaient pas pris l'engagement de maintenir des capacités minimales à Empress, la hausse tarifaire du transport FTSH aurait été de 62,7 % plutôt que 55 %. Dans le cas du transport FTLH, la hausse aurait été de 23 % plutôt que de 19 %.

[30] La Régie a demandé aux témoins des groupes de consommateurs de se prononcer sur le principe voulant que tous les clients du Distributeur, et non seulement les clients du service de transport du Distributeur, devraient assumer le coût supplémentaire découlant des réservations de 85 000 GJ/jour à Empress de 2015 à 2020.

3.2.2 POSITION DE GAZ MÉTRO

[31] Gaz Métro ne s'est pas clairement prononcée sur cette question. Elle mentionne que la question n'est pas simple et qu'elle devra être éventuellement examinée³.

3.2.3 POSITION DES INTERVENANTS

[32] Les témoins de l'ACIG et de la FCEI se sont déclarés en accord avec le principe. L'UC est d'accord avec le principe mais voudrait pouvoir d'abord discuter des modalités et demande à la Régie de réserver sa décision à cet égard.

3.2.4 OPINION DE LA RÉGIE

[33] La Régie est d'avis qu'il n'y a pas lieu d'attendre avant de se prononcer sur le principe. En effet, en l'absence de décision sur ce sujet, des clients pourraient être tentés d'éviter ces coûts additionnels en fournissant leur propre service de transport. Pour éviter une telle situation, la Régie juge qu'elle a avantage à statuer sur cette question dès la présente décision.

[34] Elle constate que les clients détenant leur propre transport bénéficieront des réservations à Empress auxquelles Gaz Métro s'est engagée de 2015 à 2020, car les tarifs de transport FTLH et FTSH de TCPL s'en trouveront diminués.

[35] Ainsi, par souci d'équité et pour éviter une migration entre les services de transport, la Régie juge que l'ensemble des consommateurs de gaz naturel de la franchise du Distributeur, indépendamment du service de transport qu'ils utilisent, doivent contribuer aux coûts additionnels qui pourraient être attribuables à l'obligation de contracter 85 000 GJ/jour de transport depuis Empress jusqu'en 2020.

³ Pièce A-0055, p. 185 et 186.

[36] **Par conséquent, la Régie retient le principe que tous les clients du Distributeur devront assumer les coûts supplémentaires découlant de ces réservations. Elle ordonne au Distributeur de présenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, les dispositions tarifaires qui permettront la mise en œuvre d'une telle mesure.**

3.3 OBLIGATIONS DÉCOULANT DE L'ARTICLE 72 DE LA *LOI SUR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE*

3.3.1 MISE EN CONTEXTE

[37] Dans le cadre de son plan d'approvisionnement 2014, Gaz Métro informe la Régie qu'à la suite de la journée de pointe du 23 janvier 2013 et d'une analyse de la consommation des clients du tarif D₄, une modification a été apportée à la méthode d'évaluation de la journée de pointe pour les tarifs D₃ et D₄⁴.

[38] Gaz Métro indique avoir augmenté sa prévision des besoins de pointe de 1 090 10³m³/jour afin de donner suite à la modification de la méthode d'évaluation de la journée de pointe de la clientèle aux tarifs D₃ et D₄⁵. Le Distributeur mentionne avoir contracté des capacités additionnelles afin de répondre à cette demande additionnelle de pointe et, ainsi, assurer la sécurité d'approvisionnement de sa clientèle⁶.

[39] En réponse à une question de la Régie, le Distributeur indiquait qu'il entendait participer, en octobre 2013, à un appel de soumissions portant sur des capacités de transport en service ferme non renouvelable pour la période du 1^{er} novembre 2015 au 31 octobre 2016⁷.

⁴ Pièce B-0016, p. 83 à 89.

⁵ Pièce A-0042, p. 64 et 65.

⁶ Pièce B-0065, p. 27 à 30.

⁷ Pièce B-0189, p. 5 et 6.

[40] C'est dans ce contexte que le 16 octobre 2013, référant à l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁸ (la Loi) et au *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*⁹ (le Règlement), la Régie convoquait une audience pour le 21 octobre 2013 afin d'entendre les participants sur les thèmes suivants¹⁰ :

- le changement à la méthode appliquée pour l'évaluation des besoins de la journée de pointe;
- l'évaluation que fait le Distributeur de la période de récurrence des besoins pour la journée de pointe;
- les objectifs et la stratégie que le Distributeur entend mettre en œuvre pour satisfaire les besoins additionnels;
- les caractéristiques des contrats que le Distributeur entend conclure (produits, outils ou mesures envisagées).

[41] Lors de cette audience ayant mené à la décision D-2013-179 et considérant que le Distributeur entendait participer à ces appels de soumission, la Régie demandait à ce dernier de lui présenter une proposition permettant de concilier ses préoccupations en matière d'approvisionnements et les obligations découlant de l'article 72 de la Loi et du Règlement.

3.3.2 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[42] En réponse à cette demande, le Distributeur soumet, le 25 octobre 2013, des éléments de réflexion à l'égard des obligations qui, à son avis, lui incombent en matière de plan d'approvisionnement¹¹ :

- Le continuum de pouvoirs¹² que peut exercer la Régie à l'égard du distributeur d'électricité n'existe pas à son égard, « *dans la mesure où notamment, les articles 74.1 et 74.2 LRE ne s'appliquent pas à elle* ».

⁸ RLRQ, c. R-6.01.

⁹ (2001) 133 G.O. II, 6037.

¹⁰ Pièce A-0036.

¹¹ Pièce B-0220.

¹² Dossier R-3806-2012, décision D-2012-142.

- Selon le Règlement, « *l'exercice d'approbation du plan d'approvisionnement se tient une fois l'an* » et, sauf « *en cas d'événement majeur qui perturberait ses approvisionnements* », comme prévu à l'article 6 du Règlement, aucune obligation n'est faite au Distributeur de « *déposer un nouveau plan d'approvisionnement qui aurait été modifié en cours d'année afin de s'adapter à l'évolution des circonstances* ».
- La Régie exerce sa compétence principalement à deux moments, soit « *au début de l'année alors que Gaz Métro soumet son plan d'approvisionnement pour approbation et à la fin de l'année alors qu'elle remet son rapport annuel aux termes de l'article 75 LRE* ». Entretemps, le Distributeur « *n'a pas l'obligation de s'adresser à la Régie, si celle-ci n'a pas expressément ordonné à Gaz Métro de le faire* ».
- Dans le cadre du rapport annuel, la Régie examine les décisions prises par le Distributeur en cours d'année et elle peut « *constater qu'une décision a été imprudente ouvrant la porte à la désallocation des coûts* ».
- « *La Régie dispose de plusieurs pouvoirs qui lui permettent probablement d'exiger de Gaz Métro qu'elle s'adresse à elle si des changements importants surviennent en cours d'année au niveau du plan d'approvisionnement. Cependant, pour ce faire, il serait fort utile pour Gaz Métro que la Régie indique clairement ses attentes afin de lui permettre de répondre de la façon la plus efficiente et collaborative possible* ».

[43] À l'égard de l'appel de soumissions de TCPL d'octobre 2013, le Distributeur mentionne que sa participation ne visait pas à contracter des capacités présentant des caractéristiques différentes de celles fournies dans le plan d'approvisionnement. Elle « *visait à sécuriser une alternative à un outil prévu au plan pour approvisionner la franchise à compter du 1^{er} novembre 2015 [note de bas de page omise] approuvé par la Régie avec sa décision D-2012-175* ».

[44] Quant à l'appel de soumissions de TCPL de novembre 2013, le Distributeur pose la question suivante, à laquelle il répond par la négative :

« *Gaz Métro a-t-elle l'obligation aux termes de la LRE et du Règlement de soumettre pour approbation préalable les caractéristiques de ces contrats éventuels considérant que ceux-ci seraient conclus en cours d'année, après le dépôt de son plan d'approvisionnement?* ».

[45] Le Distributeur convient également que *« cet appel de soumissions mènera à la conclusion de contrats dont les caractéristiques sortent de l'ordinaire et méritent donc l'attention de la Régie »*. Cependant, il croit qu'il ne serait *« pas efficace à plusieurs égards d'exiger de Gaz Métro qu'elle s'adresse à la Régie afin de faire approuver les caractéristiques associées à des contrats à chaque fois qu'elle doit envisager d'en conclure de nouveaux pour approvisionner sa clientèle »*.

[46] Le 25 novembre 2013, en conformité avec sa correspondance du 25 octobre 2013, le Distributeur dépose une 6^e demande réamendée demandant à la Régie d'approuver son plan d'approvisionnement sur l'horizon 2017-2019¹³. La Régie tient une audience quant à cet aspect le 5 décembre 2013.

[47] Le 9 décembre 2013, le Distributeur dépose une 7^e demande réamendée demandant à la Régie d'approuver un plan d'approvisionnement portant sur trois années additionnelles, soit pour la période totale 2014-2019. Le Distributeur présente cet amendement comme suit¹⁴ :

- « 21. Exceptionnellement, ce plan d'approvisionnement traite à la fois des besoins annuels de Gaz Métro ainsi que de ses besoins sur un horizon de 6 ans au lieu des 3 années habituelles;*
- 22. Gaz Métro y présente notamment les hypothèses desquelles découle sa prévision de la demande en gaz naturel sur l'horizon 2014-2019, sa stratégie d'approvisionnement pour satisfaire à la demande projetée durant cette période, les contrats d'approvisionnement existants ainsi que la planification des approvisionnements pour l'année 2014;*
- 23. La présentation d'une prévision de la demande sur une période de 6 années plutôt que les 3 années habituelles s'explique par le contexte exceptionnel qui prévaut actuellement;*
- 24. Dans ce contexte, lors de l'audience du 21 octobre 2013 relative à la Phase 2, Gaz Métro a souscrit à l'engagement no 3 consistant à « fournir à la Régie de l'énergie une proposition afin de concilier les préoccupations en matière d'approvisionnement et les obligations découlant de la Loi sur la Régie de l'énergie et du Règlement sur la teneur et la périodicité du Plan d'approvisionnement »;*
- 25. Cet engagement faisait suite à des questions posées aux témoins de Gaz Métro lors de cette audience et traitant des appels de soumissions qui*

¹³ Pièce B-0275.

¹⁴ Pièce B-0304.

seront lancés sous peu par les transporteurs (TransCanada Pipelines Limited et Union Gas) et de l'approbation, par la Régie, des caractéristiques des contrats que pourrait conclure Gaz Métro à l'issue de ce processus d'appels de soumissions, tel qu'il appert des notes sténographiques de l'audience du 21 octobre 2013, pièce A-0042, page 89 et suivantes;

26. *En réponse à cet engagement, Gaz Métro prenait acte du souhait de la Régie d'approuver les caractéristiques des contrats qui découleront des appels de soumissions et proposait, dans les circonstances, un traitement réglementaire exceptionnel et spécifique à cette situation, tel qu'il appert de la pièce B-0221, Gaz Métro-2, Document 24;*
27. *Le traitement réglementaire proposé dans cette pièce annonçait le dépôt, pour le ou vers le 22 novembre 2013, de la prévision de la demande projetée pour les années 2017-2019 et des caractéristiques des contrats que Gaz Métro entend conclure dans le cadre des appels de soumissions à venir;*
28. *Le 25 novembre 2013, Gaz Métro a donc déposé, sous la cote Gaz Métro-2, Document 40, une prévision de la demande qui couvre également les années 2017-2019 de même que les caractéristiques des contrats qu'elle entend conclure au cours des prochaines semaines afin d'être en mesure de satisfaire cette demande projetée ».*

3.3.3 POSITION DES INTERVENANTS

[48] Lors de l'audience du 21 octobre 2013, certains intervenants ont commenté le rôle de la Régie dans le cadre de l'examen d'un plan d'approvisionnement, notamment quant à la question de l'approbation des caractéristiques des contrats d'approvisionnement.

[49] Selon l'ACIG :

« la Régie doit [...] être satisfaite que les tenants et aboutissants essentiels du plan d'approvisionnements, c'est-à-dire quantité, demande de pointe, et caetera, que les outils qui sont en place assurent une bonne sécurité d'approvisionnements de l'ensemble de la clientèle de Gaz Métro à des conditions de prix et d'autres conditions et modalités raisonnables et optimales dans les circonstances »¹⁵.

¹⁵ Pièce A-0042, p. 125 et 126.

[50] Pour SÉ/AQLPA, Gaz Métro n'est pas tenue :

« [...] de faire approuver chacune des étapes qu'elle entend faire par le biais du plan d'approvisionnement »¹⁶.

3.3.4 OPINION DE LA RÉGIE

[51] L'enjeu présenté par la Régie lors de l'audience du 21 octobre 2013 et dans ses demandes de renseignements porte spécifiquement sur le traitement que doivent recevoir les modifications substantielles à un plan d'approvisionnement.

[52] Selon l'article 31 de la Loi, la Régie a compétence exclusive pour « *surveiller les opérations* » du Distributeur « *afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants* » et qu'ils « *paient selon un juste tarif* »¹⁷.

[53] L'article 72 de la Loi mentionne que le Distributeur doit :

« préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois ».

[54] Selon le Règlement, le plan d'approvisionnement doit notamment contenir les renseignements suivants :

- les caractéristiques des contrats d'approvisionnements additionnels requis pour satisfaire les besoins de la clientèle;
- les objectifs visés et la stratégie déployée au cours de la prochaine année concernant les contrats d'approvisionnements additionnels requis ainsi que les caractéristiques des contrats que le distributeur entend conclure (produits, risques et mesures pour atténuer ces risques);
- les mesures pour disposer d'une capacité de transport adéquate;

¹⁶ Pièce A-0042, p. 145 et 146.

¹⁷ Paragraphes 2^o et 2.1^o de l'article 31 de la Loi.

- l'avancement et les résultats atteints par le plan précédent;
- les données techniques, les hypothèses retenues, les méthodologies appliquées et la justification de leurs choix.

[55] De l'avis de la Régie, une fois approuvé, un tel plan ne peut être modifié unilatéralement quant à ses éléments importants. Si c'était le cas, il y aurait lieu de se questionner sérieusement sur l'utilité de l'approbation accordée par la Régie aux termes de l'article 72 de la Loi et, incidemment, sur sa capacité de s'assurer de la suffisance des approvisionnements et du paiement d'un juste tarif par les consommateurs.

[56] Comme l'indiquait la Régie dans sa décision D-2006-27¹⁸ :

« [...] le pouvoir d'approbation conféré à la Régie par l'article 74.2 de la Loi s'inscrit, à l'instar d'autres pouvoirs (tels que, par exemple, celui d'approuver le plan d'approvisionnement ou celui d'autoriser des projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs), dans le contexte plus général de sa compétence exclusive de surveiller les opérations du Distributeur pour s'assurer en particulier que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants et paient selon un juste tarif ». [nous soulignons]

[57] La Régie considère qu'en présence d'une modification substantielle au plan d'approvisionnement du Distributeur, il est logique de soutenir qu'il doit s'adresser à la Régie afin d'obtenir une approbation. Dans la décision faisant suite à une demande de révision par Domtar¹⁹, la Régie rappelait cette règle dans le cadre de l'interprétation de l'article 74.3 de la Loi relatif à l'approbation des modalités d'un programme d'achat d'électricité provenant d'une source d'énergie renouvelable :

« [87] [...] la Régie est d'avis que la Modalité constitue, de toute évidence, un ajout suffisamment substantiel pour être considéré comme une modalité au sens de la Loi. Il s'agit d'ailleurs d'un ajout au Programme plus important que d'autres modalités ayant fait l'objet d'une approbation par la Régie, notamment celles relatives à l'échéancier [note de bas de page omise]. Également, la Régie juge que la Modalité est importante, puisqu'elle a pour effet de départager les entreprises qui pourront participer au programme de celles qui seront exclues. Elle est ainsi d'avis que la Modalité aurait dû être débattue et faire l'objet d'une approbation préalable conformément au processus prévu à l'article 74.3 de la

¹⁸ Dossier R-3573-2005, décision D-2006-27, p. 6.

¹⁹ Dossier R-3820-2012.

Loi. Par conséquent, l'inclusion de la Modalité au Document du Programme, sans approbation préalable de la Régie, ne respecte pas le cadre réglementaire.

[88] Un des objectifs de la procédure d'approbation des modalités des programmes d'achat d'électricité devant la Régie est notamment de permettre à diverses personnes intéressées de présenter leurs observations, afin de faire valoir leurs arguments et défendre leurs intérêts. Cela implique évidemment la possibilité pour ces personnes de faire valoir leur interprétation du cadre réglementaire et des modalités soumises pour approbation par le Distributeur. Ce dernier, en imposant a posteriori son interprétation des modalités liées à l'admissibilité au Programme, a empêché la tenue d'un tel débat à l'égard de la Modalité »²⁰. [nous soulignons]

[58] Cette règle a également été appliquée à l'égard de la modification d'un contrat d'approvisionnement :

« Le Contrat approuvé par la Régie comporte une clause permettant d'y apporter des modifications lorsqu'il y a consentement des parties (article 37.5). Puisque les modifications apportées au Contrat touchent la date garantie de début des livraisons de l'électricité et l'indexation du prix de l'électricité, deux éléments substantiels du Contrat, le Distributeur est justifié de soumettre ces modifications à l'approbation de la Régie conformément aux dispositions de l'article 74.2 de la Loi [...] »²¹. [nous soulignons]

[59] La Régie est d'avis que la modification à la méthode de prévision de la journée de pointe constitue une modification significative au plan d'approvisionnement, considérant son impact important sur l'approbation de tarifs justes et raisonnables. Ainsi, la Régie considère que le Distributeur aurait dû lui présenter une telle modification avant de contracter des capacités de transport ferme auprès de TCPL afin de remplir ses obligations en matière de plan d'approvisionnement.

²⁰ Dossier R-3820-2012, décision D-2013-058, p. 24.

²¹ Dossier R-3578-2005, décision D-2005-138, p. 3. Voir également la décision D-2006-27 (dossier R-3573-2005) et la décision D-2007-13 (dossier R-3624-2007).

[60] En ce qui a trait à l'Entente, la Régie est d'avis qu'il s'agit d'un autre exemple de modification significative au plan d'approvisionnement. Or, tel que susdit, elle tient à souligner qu'elle est satisfaite de son traitement réglementaire par Gaz Métro, qui a procédé à l'amendement de son plan d'approvisionnement afin qu'il couvre une période de six ans plutôt que trois.

3.4 PLANS D'APPROVISIONNEMENT 2015 ET 2016

[61] Dans sa décision D-2013-192, la Régie approuvait le plan d'approvisionnement 2014, sous réserve des dispositions de la décision D-2013-179 en ce qui a trait aux besoins de la journée de pointe et aux solutions alternatives potentielles. Elle réservait sa décision relative aux plans d'approvisionnement 2015 et 2016.

[62] Sous réserve des dispositions de la décision D-2013-179 quant aux besoins de la journée de pointe et aux solutions alternatives potentielles, aucune problématique particulière n'a été soulevée touchant spécifiquement le plan d'approvisionnement de l'année 2015.

[63] Le Distributeur mentionne qu'il existe des incertitudes touchant la date de mise en service des installations de TCPL prévue pour le 1^{er} novembre 2015 permettant d'acheminer, à partir de Dawn vers le territoire de Gaz Métro, des quantités importantes de gaz naturel, soit $6\,312\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$.

[64] En réponse aux questions de la Régie, le Distributeur indique qu'il envisage, en cas de léger retard dans la mise en service des installations de TCPL, de faire les achats à Empress pour les besoins en gaz de réseau et de faire des transactions d'échange (*swaps*) entre Dawn et Empress ou, alternativement, la vente de gaz naturel à Dawn et l'achat simultané à Empress.

[65] Toujours en réponse aux questions de la Régie, le Distributeur indique que juin 2014 serait la date ultime pour différer la date du déplacement vers Dawn du point de livraison des clients en achat direct, si la situation l'exigeait.

[66] Le Distributeur a mentionné en audience que, compte tenu des quantités minimales à maintenir à Empress et du nouveau service FTSH comportant plusieurs fenêtres de nomination, la stratégie pour assurer la flexibilité opérationnelle requise à compter de l'année 2016 sera revue au prochain plan d'approvisionnement.

[67] Gaz Métro a également précisé, en audience, que les surplus de transport FTLH qu'elle montre à son plan pour 2016 indiquent, de fait, les quantités de transport FTLH qui ne seraient pas renouvelées auprès de TCPL et qu'elle n'a pas l'intention d'avoir de surplus.

3.4.1 POSITION DES INTERVENANTS

[68] L'ACIG croit qu'il serait approprié de suspendre l'approbation du plan d'approvisionnement pour les années 2015 et 2016 jusqu'à la décision de l'ONÉ et de la Commission d'énergie de l'Ontario sur l'Entente et jusqu'au dépôt des études demandées par la Régie relativement aux outils de pointe. L'intervenante mentionne avoir des inquiétudes quant à l'Entente et quant à l'impact sur le différentiel de prix Dawn-Empress à la suite du transfert massif vers Dawn.

[69] La FCEI ne s'oppose pas à l'approbation du plan d'approvisionnement 2014-2016 puisque, de toute façon, les deux dernières années seront revues dans les années qui viennent.

[70] SÉ/AQLPA ne s'oppose pas à l'approbation du plan d'approvisionnement.

[71] L'UC indique qu'elle est en accord avec le déplacement vers Dawn, mais mentionne qu'il est requis de trouver la meilleure façon possible de s'approvisionner en transport pour 2015 et 2016. L'intervenante fait valoir que les informations définitives sur la stratégie à retenir ne sont pas disponibles, compte tenu des incertitudes. Dans ce contexte, elle demande à la Régie d'ordonner à Gaz Métro :

- de lui faire rapport de l'avancement de ce dossier (contestations et décision de l'ONÉ);
- et, dans l'éventualité où l'ONÉ refusait d'approuver l'Entente, de déposer, dans les 30 jours de ce refus, un plan d'approvisionnement amendé décrivant les moyens mis en place pour remédier à cette éventualité.

[72] L'UC précise que selon l'une ou l'autre des éventualités, il est pratiquement certain que Gaz Métro sera appelée à amender la planification de ses approvisionnements d'ici le dossier tarifaire 2015. Dans ces circonstances, il serait pertinent qu'un plan d'approvisionnement amendé pour les deux dernières années du présent plan soit déposé. La recommandation de l'UC à l'effet de n'approuver le plan d'approvisionnement 2014-2016 de Gaz Métro que pour sa première année d'application est, à toute fin pratique, une contrainte qu'imposent les circonstances.

3.4.2 OPINION DE LA RÉGIE

[73] Certains intervenants souhaitent que la Régie n'approuve que la première année du plan d'approvisionnement, compte tenu des incertitudes importantes qu'ils perçoivent résultant, entre autres, du fait que l'Entente n'est pas encore approuvée par l'ONÉ.

[74] Selon la preuve au dossier, ces incertitudes n'ont aucune conséquence directe sur l'année tarifaire 2015 du plan d'approvisionnement.

[75] Pour ce qui est de l'année tarifaire 2016 du plan d'approvisionnement, la Régie considère qu'il est indéniable que plusieurs risques importants pèsent sur les décisions d'approvisionnement pour cette période.

[76] Elle constate que certains intervenants semblent croire que la suspension de l'approbation du plan d'approvisionnement est une solution.

[77] Avant de se prononcer sur cette suspension, la Régie juge nécessaire d'énoncer sa vision des plans d'approvisionnement.

[78] En vertu du Règlement, le plan d'approvisionnement d'un distributeur de gaz naturel doit porter sur une période d'au moins trois ans, en fonction des délais requis, pour que les approvisionnements soient obtenus de façon sécuritaire et économique.

[79] Lorsqu'un plan d'approvisionnement de trois ans est présenté, la planification de la première année est évidemment plus détaillée que celle pour les deux années subséquentes, lesquelles, par la suite, feront l'objet de raffinement.

[80] Selon la Régie, l'existence de délais pour obtenir des approvisionnements sécuritaires et économiques ainsi que l'incertitude sont parmi les raisons d'être fondamentales d'un plan d'approvisionnement. C'est pourquoi elle considère qu'il serait pour le moins contradictoire de refuser d'approuver un plan d'approvisionnement sous prétexte de l'incertitude.

[81] La Régie est d'avis que, par son essence, un plan d'approvisionnement comporte un grand nombre de prévisions et d'hypothèses, sujettes à une marge d'erreur. Toutefois, un plan d'approvisionnement ne se résume pas à ces projections numériques et comporte toute une série de méthodologies, d'orientations et de stratégies qui ont été, sont et seront ajustées et raffinées à l'occasion de chaque examen annuel du plan d'approvisionnement. Il peut comporter également des plans de contingence en cas de matérialisation de risques spécifiques.

[82] L'ensemble des méthodologies, orientations et stratégies forment un cadre à l'intérieur duquel le Distributeur peut gérer, en cours d'année, les approvisionnements en fonction d'événements et de risques qui se matérialisent, en vue d'assurer la sécurité des approvisionnements au moindre coût.

[83] Ce cadre vient également limiter l'action du Distributeur qui ne peut, selon la Régie, modifier de façon significative et substantielle les méthodologies, les orientations et les stratégies qui débordent de l'année en cours.

[84] Pour l'ensemble de ces raisons, la Régie est d'avis qu'il n'est pas dans l'intérêt des clients d'approuver seulement la première année du plan d'approvisionnement, soit l'année 2014.

[85] En ce qui a trait au plan d'approvisionnement 2016, la Régie est satisfaite des réponses du Distributeur quant aux solutions envisagées en cas de retard dans la mise en service des installations de TCPL.

[86] La Régie s'attend également à ce que le Distributeur prenne en compte, dans ses futurs plans d'approvisionnement, que le déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn apporte une flexibilité qu'il n'avait pas auparavant et n'exclue pas que le Distributeur puisse s'approvisionner ailleurs, si l'intérêt de la clientèle le justifie.

[87] La Régie considère finalement qu'un refus par l'ONÉ de l'Entente serait certainement un cas où le Distributeur devrait faire état de la situation et des solutions possibles devant la Régie.

[88] Pour ces motifs, la Régie approuve les plans d'approvisionnement 2015 et 2016, tels que modifiés par la décision D-2013-179 et tels que complétés par les réponses aux questions de la Régie portant sur les retards potentiels dans la date de mise en service des installations prévue pour le 1^{er} novembre 2015 par TCPL.

[89] La Régie prend acte des engagements du Distributeur à l'égard des surplus qu'il montre à son plan d'approvisionnement 2016 et du dépôt, au prochain plan d'approvisionnement, d'une stratégie pour assurer la flexibilité opérationnelle requise au moindre coût.

[90] **La Régie ordonne au Distributeur de faire état de la situation et des solutions possibles devant elle, dans les plus brefs délais, en cas de rejet par l'ONÉ de l'Entente.**

3.5 DIVERSIFICATION DES INDICES D'ACHATS DE FOURNITURE

3.5.1 STRATÉGIE DE DIVERSIFICATION DES INDICES D'ACHATS DE FOURNITURE

3.5.1.1 Position de Gaz Métro

[91] Dans sa décision D-2012-175²², la Régie demandait à Gaz Métro de déposer une stratégie complète de diversification des indices sur la base desquels elle faisait ses achats d'avance à Dawn.

[92] Jusqu'en 2013, le Distributeur faisait ses achats d'avance à Dawn sur la base de l'indice AECO plus un différentiel de lieu. Les achats spot à Dawn se font sur la base de l'indice quotidien à Dawn, soit le « NGX Union-Dawn Gay Ahead Index » (NGX). Les achats effectués à Empress se font sur la base de l'indice AECO.

[93] Les indices les plus couramment utilisés pour faire des achats à Dawn sont AECO, NYMEX et NGX Dawn.

[94] Gaz Métro propose de viser, pour les achats totaux projetés au dossier tarifaire, une utilisation égale pour chacun des indices AECO, NYMEX et NGX Dawn.

[95] Le Distributeur indique que sa proposition génère une répartition plus équilibrée entre les trois indices.

²² Dossier R-3809-2012.

[96] Le Distributeur évalue qu'en moyenne, sur toute la période étudiée, soit de novembre 2005 à septembre 2012, le prix moyen, pondéré par les volumes, payé pour les achats faits à l'avance à Dawn sur la base de l'indice AECO a été de 5,91 \$/GJ. Ce prix moyen aurait été de 5,92 \$/GJ sur la base de l'indice NYMEX et de 5,68 \$/GJ sur la base de l'indice NGX Dawn.

[97] À la demande de la Régie, le Distributeur présente également l'information, pour la période de novembre 2006 à septembre 2015, à l'effet que les prix de l'année 2005-2006 pour l'indice NYMEX ont été fortement influencés par l'ouragan Katrina. Sur cette base, le prix moyen pondéré par les volumes, payé pour les achats faits à l'avance à Dawn sur la base de l'indice AECO a été de 5,56 \$/GJ. Ce prix moyen aurait été de 5,45 \$/GJ sur la base de l'indice NYMEX et de 5,31 \$/GJ sur la base de l'indice NGX Dawn.

[98] Lors de l'audience, il a été indiqué que l'impact des ouragans était maintenant beaucoup moins important, puisque la production de gaz naturel provenant des installations « *off-shore* » du golfe du Mexique ne représente plus que 6 % de la production américaine de gaz naturel comparativement à 23 % en 2001.

[99] Les tableaux présentés par Gaz Métro sur l'évolution des différentiels de prix entre Henry Hub et Dawn ainsi qu'entre Henry Hub et AECO montrent que le différentiel entre Henry Hub et AECO est beaucoup plus volatil²³.

[100] De plus, le Distributeur mentionne que l'utilisation de plusieurs indices entraîne des modifications à la méthode de fonctionnalisation des achats de fourniture et au rapport mensuel sur le prix des services de fourniture de gaz naturel et du gaz de compression. Gaz Métro propose les modifications requises pour tenir compte de ces changements.

[101] En réponse à une question de la Régie, le Distributeur s'est dit préoccupé par la volatilité des prix accrue à AECO découlant du pouvoir discrétionnaire désormais accordé à TCPL pour la fixation des tarifs interruptibles.

²³ Pièce B-0016, p. 24.

[102] Le Distributeur était également invité à formuler ses commentaires sur une proposition alternative où :

- les achats à Empress sont réalisés sur la base de l'indice AECO;
- les achats spots à Dawn sont faits selon l'indice NGX Dawn;
- les achats d'avance à Dawn (sauf ceux déjà réalisés) sont faits à l'intérieur d'une plage pouvant varier de 50 % à 75 % sur la base de l'indice NYMEX;
- le reste des achats d'avance à Dawn, sur la base de l'indice NGX Dawn.

[103] Le Distributeur aurait, en cours d'année, la latitude de varier entre 50 % et 75 % le pourcentage contracté sur la base de l'indice NYMEX en fonction du contexte gazier, dans le meilleur intérêt de la clientèle.

[104] Gaz Métro soutient que cette dernière stratégie ne respecte pas l'objectif de diversification. Elle considère également que le fait que le différentiel de prix entre AECO et Henry Hub soit plus volatil que celui entre Dawn et Henry Hub ne veut pas dire que des achats faits à l'avance sur la base de l'indice AECO seront systématiquement plus coûteux que des achats sur la base de l'indice NYMEX.

3.5.1.2 Position des intervenants

[105] Les intervenants ne se sont pas prononcés sur cette question.

3.5.1.3 Opinion de la Régie

[106] Compte tenu de l'Entente, la Régie constate que des achats à Empress seront vraisemblablement requis chaque année d'ici 2020 et une part significative du gaz de réseau sera ainsi achetée sur la base de l'indice AECO.

[107] La Régie constate également que le différentiel de l'indice AECO avec Henry Hub est plus volatil que celui entre Henry Hub et Dawn.

[108] La Régie considère que l'incertitude associée à l'indice AECO n'est pas de nature à inciter les courtiers (*marketers*) à soumettre des prix particulièrement intéressants pour des livraisons à Dawn sur la base d'un indice AECO plus un différentiel.

[109] La Régie considère également qu'une stratégie où les achats d'avance à Dawn sont faits à l'intérieur d'une plage pouvant varier de 50 % à 75 % sur la base de l'indice NYMEX et le reste sur la base de l'indice NGX Dawn, permet d'atteindre une diversification intéressante de l'ensemble des achats de gaz naturel du Distributeur, tout en évitant une exposition inutilement élevée à la volatilité de l'indice AECO.

[110] **Pour ces motifs, la Régie demande au Distributeur de considérer la stratégie suivante :**

- **les achats à Empress sont réalisés sur la base de l'indice AECO;**
- **les achats spots à Dawn sont faits selon l'indice NGX Dawn;**
- **les achats d'avance à Dawn, sauf ceux déjà réalisés, sont faits à l'intérieur d'une plage pouvant varier de 50 % à 75 % sur la base de l'indice NYMEX et le reste, sur la base de l'indice NGX Dawn.**

[111] **La Régie s'attend à ce que le Distributeur fasse varier les pourcentages contractés sur la base de l'indice NYMEX en fonction du contexte gazier, dans le meilleur intérêt de la clientèle.**

[112] **La Régie demande également au Distributeur de présenter, à son rapport annuel, l'application qu'il a faite de la stratégie de diversification des indices.**

[113] **Par ailleurs, la Régie approuve les modifications à la méthode de fonctionnalisation des achats à Dawn, telles que proposées par Gaz Métro, jusqu'au 1^{er} novembre 2015.**

[114] **La Régie approuve également les modifications au rapport mensuel sur les prix des services de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression.**

3.5.2 RISQUE DE CHANGE

3.5.2.1 Position de Gaz Métro

[115] Les indices NGX et NYMEX se transigent en dollars américains, contrairement à l'indice AECO. Ainsi, si les transactions se réalisent en dollars américains, un risque de change est encouru entre le moment de réception de la facture et le moment de son paiement. Un traitement réglementaire de ces gains ou pertes de change est alors requis.

[116] Gaz Métro propose d'effectuer les transactions en dollars canadiens. Il suffit, selon elle, d'incorporer une clause à la transaction définissant le taux de change applicable.

[117] Alternativement, Gaz Métro est disposée à transiger en dollars américains si un traitement réglementaire qui l'immuniserait contre les fluctuations du taux de change est approuvé.

[118] Gaz Métro confirme avoir réussi, en avril 2013, à transiger en fonction de l'indice NGX en dollars canadiens et qu'aucune prime n'a été ajoutée au prix par les fournisseurs.

[119] Gaz Métro, par contre, indique ne pas pouvoir déterminer, dans certains cas, quelle est la prime de change exigée, notamment lorsque la transaction se fait en fonction de l'indice NYMEX, où s'ajoute un différentiel de lieu.

3.5.2.2 Position des intervenants

[120] Les intervenants ne se sont pas prononcés sur cette question.

3.5.2.3 Opinion de la Régie

[121] La Régie est d'avis que les transactions, où il est établi que la prime de risque de change exigée par le fournisseur est nulle ou inférieure à celle exigée par le marché, doivent être réalisées en dollars canadiens.

[122] La Régie considère que, lorsque le Distributeur ne peut déterminer quelle est la prime de risque de change exigée par le fournisseur, la transaction doit être réalisée en dollars américains.

[123] Pour ces motifs, la Régie demande au Distributeur de réaliser en dollars canadiens les transactions d'achat de gaz naturel utilisant l'indice NGX ou NYMEX lorsqu'il est établi que la prime de risque de change exigée par le fournisseur est nulle ou inférieure à celle exigée par le marché. Si cette condition n'est pas remplie, les transactions devront se réaliser en dollars américains.

[124] La Régie accorde, pour ces transactions, un traitement réglementaire qui considère les gains et pertes de change liés aux achats de gaz naturel effectués en \$US comme une composante intégrée au coût de fourniture.

3.6 DÉPLACEMENT DE LA STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT À DAWN

[125] La Régie, dans sa décision D-2012-175²⁴, approuvait le déplacement de la structure d'approvisionnement de Gaz Métro vers Dawn. Elle demandait également au Distributeur de traiter certaines problématiques découlant de ce déplacement et de proposer des modalités spécifiques.

[126] Par ailleurs, Gaz Métro a profité de l'occasion pour traiter d'autres questions associées à ce déplacement.

[127] L'ensemble de ces éléments est traité dans la présente section.

²⁴ Dossier R-3809-2012.

3.6.1 ABOLITION DU SERVICE DE COMPRESSION

3.6.1.1 Position de Gaz Métro

[128] Le service de compression offert par le Distributeur vise le gaz servant au transport du gaz naturel entre Empress et le territoire de Gaz Métro. Les ratios de compression sont établis par TCPL pour les tronçons FTLH vers GMIT EDA et vers GMIT NDA.

[129] Le déplacement de la structure d’approvisionnement à Dawn changera la situation. Gaz Métro précise que le gaz naturel en provenance de Dawn pourra être acheminé désormais vers son territoire selon trois tronçons qui comportent des taux de compression différents.

[130] Afin de refléter cette réalité, un nouveau système pour gérer les inévitables déséquilibres volumétriques devrait être mis en place et comporterait des lourdeurs administratives importantes.

[131] Dans le but de contourner ces difficultés administratives, Gaz Métro propose de fournir elle-même le gaz de compression à tous les clients qui utilisent son service de transport.

[132] Les coûts de gaz de compression seraient alors fonctionnalisés entre les services de transport et d’équilibrage, selon la fonctionnalisation applicable à chaque outil d’approvisionnement, comme c’est le cas présentement pour les coûts de compression des capacités de transport entre Dawn et le territoire de Gaz Métro.

[133] Gaz Métro propose des modalités de transition pour les clients ayant convenu d’une entente à prix fixe et qui continueront, après le 1^{er} novembre 2015, de livrer à Empress. Ces clients, eu égard à la nature de leur contrat, continueront de fournir leur gaz de compression tant que leur contrat ne sera pas échu.

[134] Dans ces cas, Gaz Métro propose qu’un crédit de compression soit accordé à ces clients. Le crédit serait basé sur le taux annuel moyen de compression de TCPL pour le transport FTLH et le prix annuel du gaz naturel à Empress établi sur la base des « Futures ».

[135] Gaz Métro propose également des mesures touchant les soldes d'inventaire de compression et d'ajustement d'inventaire de compression au 1^{er} novembre 2015 ainsi que les refacturations au service de compression pour les périodes antérieures au 1^{er} novembre 2015.

3.6.1.2 Position des intervenants

[136] Aucun intervenant ne s'est prononcé sur ce sujet.

3.6.1.3 Opinion de la Régie

[137] La Régie est d'avis que la complexité découlant de la gestion des déséquilibres volumétriques justifie l'abolition du service de compression. Elle juge également approprié d'allouer les coûts du gaz de compression encourus par Gaz Métro au transport et à l'équilibrage, selon la fonctionnalisation de chaque outil d'approvisionnement.

[138] La Régie considère que les mesures de transition proposées visant les clients ayant convenu d'une entente à prix fixe et qui continueront de livrer à Empress au-delà du 1^{er} novembre 2015 sont équitables.

[139] **Par conséquent, la Régie approuve, à compter du 1^{er} novembre 2015 :**

- **l'abolition du service de compression;**
- **que les clients en service de fourniture, avec ou sans transfert de propriété, utilisant le service de transport de Gaz Métro, ainsi que les clients ayant convenu d'une entente à prix fixe, livrant leur gaz naturel à Dawn, n'aient plus à fournir leur gaz de compression;**
- **que les clients ayant convenu d'une entente à prix fixe, livrant leur gaz naturel à Empress après le 31 octobre 2015, continuent de fournir leur gaz de compression;**
- **l'application d'un crédit de compression aux clients ayant convenu d'une entente de fourniture à prix fixe approvisionnée par un fournisseur spécifique pour les mois où le gaz naturel est livré par le fournisseur à Empress après le 31 octobre 2015, et la considération des sommes relatives à ces crédits comme des coûts reliés au service de transport;**

- **la considération des coûts de gaz de compression aux services de transport et d'équilibrage, selon la fonctionnalisation de chaque outil d'approvisionnement;**
- **le transfert des soldes d'inventaire de compression et d'ajustement d'inventaire de compression dans les comptes d'inventaire de transport et d'ajustement d'inventaire de transport au 1^{er} novembre 2015;**
- **la considération des refacturations au service de compression pour des périodes de facturation avant le 1^{er} novembre 2015 dans le compte d'écart de prix de la fourniture;**
- **le libellé de l'article 18.2.7 à intégrer à la section « Dispositions transitoires » du texte des *Conditions de service et Tarif* tel que proposé par Gaz Métro et son entrée en vigueur dès l'émission de la présente décision.**

3.6.2 MÉTHODE DE FONCTIONNALISATION DES ACHATS DE FOURNITURE

3.6.2.1 Position de Gaz Métro

[140] Gaz Métro propose, conformément à la décision D-2012-175²⁵, une nouvelle méthode de fonctionnalisation des achats de fourniture qui s'appliquerait à compter de l'année tarifaire 2016.

[141] Selon cette méthode, le prix de la fourniture serait évalué à Dawn, même pour les achats effectués à d'autres points.

[142] Au dossier tarifaire, l'écart entre les coûts d'achat prévus à Empress et les coûts fonctionnalisés à la fourniture à Empress serait fonctionnalisé au service de transport. Aucune estimation de la part de l'équilibrage n'est faite au dossier tarifaire.

[143] Au rapport annuel, les coûts d'achat de gaz naturel à chacun des points (Dawn, Empress, etc.) seraient diminués des coûts d'équilibrage évalués selon l'écart de coûts entre le profil réel et le profil uniforme à chaque point.

²⁵ Dossier R-3809-2012.

[144] L'écart entre, d'une part, les coûts totaux des achats à Empress diminués des coûts d'équilibrage évalués à Empress et, d'autre part, le coût des volumes d'achat réalisés à Empress, évalués en utilisant le coût moyen désaisonnalisé des achats de fourniture à Dawn, serait fonctionnalisé au transport.

[145] Gaz Métro précise que l'évaluation des coûts d'équilibrage ne prendra pas en compte l'impact des produits dérivés et que le résultat de l'ajustement ne peut être négatif, c'est-à-dire que les coûts de fourniture ne peuvent s'en trouver augmentés.

[146] Elle indique que les achats effectués sur la base d'un indice plus une prime sont les achats faits à l'avance à Dawn, dont une bonne partie est réalisée l'hiver.

[147] Gaz Métro considère que ces primes n'ont pas à être assumées par les seuls clients en gaz de réseau mais bien plutôt par les clients du service d'équilibrage²⁶.

[148] Elle est d'avis que la méthode proposée permet de fonctionnaliser ces primes à l'équilibrage, comme il se doit.

3.6.2.2 Position des intervenants

[149] L'ACIG propose, dans le cas des achats de gaz naturel faits sur la base d'un indice plus une prime, que cette prime soit fonctionnalisée à la fourniture²⁷.

3.6.2.3 Opinion de la Régie

[150] La Régie constate que la proposition de l'ACIG répercuterait sur les seuls clients en gaz de réseau des coûts qui seraient autrement fonctionnalisés en grande partie à l'équilibrage. Elle est d'avis que la preuve de l'ACIG ne justifie pas une telle modification et, en conséquence, **rejette la proposition de l'intervenante.**

²⁶ Pièce A-0055, p. 197.

²⁷ Pièce C-ACIG-0020, p. 11 et 12.

[151] La Régie considère que l'approche générale proposée par le Distributeur est conforme à ses décisions D-2012-175²⁸ et D-2011-164²⁹.

[152] La Régie considère que la méthodologie présentée se situe dans la continuité de la méthode actuellement utilisée, tout en permettant de prendre en compte le déplacement à Dawn.

[153] La Régie s'interroge cependant sur le bien-fondé d'évaluer les coûts d'équilibrage sur la base du profil réel et du profil uniforme à chaque point de livraison.

[154] À cette fin, la Régie ordonne au Distributeur de tenir, dans les trois mois suivant la présente décision, un maximum de deux rencontres techniques à l'intention des groupes de consommateurs intéressés et du personnel de la Régie. Ces rencontres devront faire le point sur les approches disponibles pour évaluer les coûts d'équilibrage selon un profil réel et un profil uniforme englobant tous les points de livraison, par opposition à une méthode évaluant les profils à chaque point de livraison.

[155] La Régie ordonne au Distributeur de faire rapport sur la question dans le prochain dossier tarifaire.

3.6.3 MÉTHODE DE FONCTIONNALISATION DES COÛTS DE TRANSPORT

3.6.3.1 Position de Gaz Métro

[156] Dans le cadre du dossier tarifaire 2012, Gaz Métro a proposé des modifications à la méthode de fonctionnalisation des coûts de transport en considérant, au service de transport, les coûts reliés aux capacités de transport requises pour répondre à la moyenne annuelle de la demande projetée après interruptions³⁰.

²⁸ Dossier R-3809-2012.

²⁹ Dossier R-3752-2011.

³⁰ Dossier R-3752-2011, pièce B-0197, section 4.2.

[157] Gaz Métro désire maintenir cette approche mais propose d'inclure une réévaluation de la fonctionnalisation à la fin de l'année financière, de façon à rectifier la répartition des coûts entre le transport et l'équilibrage en fonction de la valeur moyenne annuelle (A) réellement observée.

[158] Ce redressement des coûts entre les services, tout comme celui proposé dans la fonctionnalisation des coûts d'achats de fourniture, permettrait ainsi d'attribuer les coûts des services en fonction de leur utilisation réelle et, conséquemment, les faire encourir par les catégories de clients utilisant les services.

[159] Gaz Métro fait valoir que les écarts entre le réel et les prévisions découlent principalement des variations climatiques et des fluctuations de la demande de base.

[160] En réponse à des questions soulignant certains effets de la méthode proposée, Gaz Métro croit que, dans la majorité des cas, la répartition des coûts entre les services du transport et de l'équilibrage qu'elle propose est plus équitable.

3.6.3.2 Position des intervenants

[161] La FCEI considère que cet ajustement est inéquitable. Lorsque la demande réelle est plus faible que la demande prévue, l'ajustement aurait pour effet d'allouer plus de coûts à l'équilibrage et moins au transport. En particulier, elle estime que la proposition a pour conséquence de faire assumer en partie par les clients avec un profil chauffage le risque d'aléas de la demande de la clientèle à débit stable.

3.6.3.3 Opinion de la Régie

[162] La Régie souligne que les tarifs sont établis sur une base prévisionnelle. Elle est d'avis qu'il est d'usage d'apporter des ajustements en fin d'année lorsqu'il est facile de le faire et qu'il en résulte une répartition juste des coûts.

[163] Elle comprend que, pour le Distributeur, l'ajustement en fin d'année permettrait d'attribuer les coûts des services en fonction de leur utilisation réelle.

[164] La Régie considère que Gaz Métro n'a pas démontré que l'utilisation réelle qui est faite lors d'une année est en lien avec la causalité des coûts.

[165] De plus, une demande de base plus faible que celle prévue aurait comme effet, aux termes de la modification proposée, de fonctionnaliser des outils d'approvisionnement à l'équilibrage plutôt qu'au transport. Pourtant, ces outils dont on change la fonctionnalisation n'auraient pas pour autant été utilisés pour assurer effectivement l'équilibrage.

[166] La Régie est d'avis que les outils d'approvisionnement sont contractés pour satisfaire la demande prévue, tout en dotant le Distributeur d'une marge pour être en mesure de faire face à des événements de plus faible probabilité. En conséquence, elle juge que ce sont les données prévisionnelles qui doivent être maintenues, même si les données réelles sont différentes.

[167] Ainsi, comme le souligne la FCEI, aux termes de l'ajustement proposé lorsque la demande est plus faible pour les clients à débit stable, ce sont plutôt les clients du service d'équilibrage qui se verraient imputer le coût des outils de transport inutilisés.

[168] **Pour ces motifs, la Régie rejette la proposition de Gaz Métro.**

3.6.4 FRAIS DE TRANSITION

3.6.4.1 Position de Gaz Métro

[169] Dans sa décision D-2012-175³¹, la Régie approuvait l'application d'une prime de transition pour les clients en achat-direct qui s'approvisionneraient à Empress après le 1^{er} novembre 2015 et demandait à Gaz Métro d'en définir les règles dans le cadre du dossier tarifaire 2014.

³¹ Dossier R-3809-2012.

[170] Gaz Métro estime qu'il y a près de 2 240 clients sous contrat avec entente à prix fixe auprès d'un fournisseur qui continueront de livrer leur gaz naturel à Empress après le 31 octobre 2015, pour un volume quotidien prévu de 203 10³m³.

[171] Même si, selon les termes de l'Entente, Gaz Métro devra conserver une capacité de transport FTLH largement supérieure à celle requise pour acheminer les volumes quotidiens des clients avec entente à prix fixe, des frais de transition sont requis.

[172] En effet, en l'absence de tels frais, les clients qui doivent maintenir leurs achats de gaz naturel à Empress, étant donné l'échéance de leur contrat d'achat de fourniture au-delà du 1^{er} novembre 2015, seraient nettement avantagés par rapport aux autres clients en achat direct et aux clients en gaz de réseau, car ils paieraient un prix de fourniture inférieur à Empress et bénéficieraient de la baisse du prix moyen de transport résultant du déplacement vers Dawn.

[173] De façon générale, ces frais de livraison à Empress devraient correspondre à la valeur du transport entre Empress et Dawn, rendant ainsi indemnes les clients face à leur point d'achat de gaz naturel.

[174] Gaz Métro propose d'établir la valeur du transport au prix du marché et d'utiliser les « Futures » du marché financier pour les points Empress et Dawn.

[175] Les revenus obtenus par la facturation des « frais de livraison à Empress » aux clients en achat direct qui livreront leur gaz naturel à Empress après le 31 octobre 2015 seraient appliqués en réduction des coûts du service de transport.

[176] De plus, Gaz Métro propose d'intégrer une mention à l'effet que les clients n'ont plus la possibilité de convenir ou de renouveler un contrat de fourniture dont le point de livraison demeure Empress au-delà du 31 octobre 2015.

[177] Le Distributeur propose que les frais de transition ne fassent pas l'objet d'un ajustement sur la base des données réelles. En effet, considérant un volume annuel de 203 10³m³, il évalue à environ 400 000 \$ la valeur de l'écart entre les hypothèses au dossier tarifaire et les données réelles de l'année 2013.

3.6.4.2 Position des intervenants

[178] L'ACIG propose que la somme des frais de transition plus le tarif de transport de Gaz Métro ne puisse excéder le tarif FTLH de TCPL³².

3.6.4.3 Opinion de la Régie

[179] La Régie considère que le Distributeur a démontré la justesse du concept de frais de transition et que l'application qu'il en propose est simple.

[180] Après avoir considéré l'écart de 400 000 \$ pour l'année 2013, la Régie est d'avis qu'un ajustement sur la base des données réelles n'est pas requis.

[181] Pour ce qui est de la demande de l'ACIG, la Régie estime que cette dernière n'a pas démontré en quoi sa proposition respecterait le principe d'équité énoncé par la Régie pour demander l'application d'une prime de transition dans sa décision D-2012-175.

[182] De plus, la Régie rappelle que l'applicabilité d'une prime de transition a été discutée dans le cadre du dossier R-3809-2012 et qu'elle s'est déjà prononcée sur ce sujet dans la décision D-2012-175.

[183] Pour ces motifs, la Régie approuve la méthode d'évaluation et d'application des « frais de livraison à Empress », telle que présentée par Gaz Métro, le libellé de l'article 18.2.8 à intégrer à la section « Dispositions transitoires » du texte des *Conditions de service et Tarif* et son entrée en vigueur à l'émission de la présente décision.

[184] La Régie approuve également, tel que proposé par le Distributeur, que les revenus tirés des frais de transition soient appliqués en réduction des coûts du service de transport.

³² Pièce C-ACIG-0020, p. 13.

3.6.5 POSSIBILITÉ DE LIVRAISON À EMPRESS DEMANDÉE PAR L'ACIG

3.6.5.1 Position de l'ACIG

[185] Puisque Gaz Métro, selon les termes de l'entente avec TCPL, devra conserver une capacité importante de transport à Empress, l'ACIG propose que les clients qui le désirent puissent livrer leur gaz naturel à Empress et utiliser les capacités de transport FTLH du Distributeur plutôt que de livrer le gaz naturel à Dawn³³.

[186] En réponse à une question de la Régie qui lui faisait observer que les clients en achat direct, après le déplacement à Dawn, auraient toujours la possibilité de s'approvisionner à Empress et de faire acheminer le gaz à Dawn, l'ACIG fait valoir que, malgré la fonctionnalisation des coûts de fourniture proposée par Gaz Métro, le client en achat direct risquerait quand même de se retrouver avec un double paiement sur une partie de ces droits.

3.6.5.2 Position de Gaz Métro

[187] Gaz Métro considère que cette proposition de l'ACIG équivaut à la solution multipoints qui a été considérée au dossier R-3809-2012.

[188] Cette solution présente de nombreuses difficultés, sans amener d'avantages significatifs, compte tenu que les bénéfices associés au portefeuille de transport sont partagés entre tous les clients du service de transport. De plus, Gaz Métro fait valoir que le client en achat direct qui doit livrer à Dawn peut très bien s'approvisionner à Empress et faire acheminer le gaz naturel à Dawn.

[189] Gaz Métro n'est pas d'accord avec l'affirmation de l'ACIG sur le fait que les clients risqueraient alors de payer une partie du coût de transport deux fois.

³³ Pièce C-ACIG-0020, p. 6.

3.6.5.3 Opinion de la Régie

[190] La Régie est d'avis qu'après avoir déplacé la structure d'approvisionnement à Dawn, les clients en achat direct auront la possibilité de s'approvisionner à Empress et de faire livrer le gaz naturel à Dawn.

[191] La Régie ne considère pas qu'un approvisionnement à Empress pourrait amener pour ces clients un double paiement pour une partie du transport et retient la position de Gaz Métro à cet égard.

[192] **Pour ces motifs, la Régie rejette la proposition de l'ACIG.**

3.7 OPTION D'ACHAT DE GAZ NATUREL EN REMPLACEMENT DE LA CAPACITÉ D'ENTREPOSAGE

3.7.1 POSITION DE GAZ MÉTRO

[193] Dans sa décision D-2013-035, la Régie ordonnait au Distributeur de :

« [33] [...] déposer, dans les 90 jours suivant la présente décision et dans le cadre du prochain dossier tarifaire, un rapport permettant de comparer et déterminer les caractéristiques des ententes que le distributeur entend mettre en place pour remplacer la tranche d'entreposage non renouvelée. Ce rapport devra notamment :

- identifier les diverses options de remplacement de la tranche d'entreposage de 116,1 10⁶m³ non renouvelée;*
- évaluer le gain potentiel espéré associé à ces options ainsi que les risques, à savoir la variabilité des résultats, en regard du coût de chaque option. Ces analyses doivent prendre en compte la variabilité historique quotidienne (sur une dizaine d'années ou plus, si possible) des conditions climatiques (et des besoins) et des prix »³⁴.*

³⁴ Dossier R-3809-2012 Phase 1, décision D-2013-035, p. 10.

[194] Gaz Métro explique que, dans le contexte gazier actuel, elle a décidé de revoir sa position et de ne pas s'engager pour l'instant dans un achat pluriannuel pour six ans.

[195] Gaz Métro a comparé une stratégie d'achat uniforme et une stratégie d'achat spot. Elle conclut que sa stratégie, consistant à ne concrétiser d'avance qu'une partie des achats sur la période du 1^{er} décembre au 31 mars, sur une base annuelle, et à conserver une quantité comme marge de manœuvre pour faire face à un hiver chaud ou une baisse de la demande, constitue une approche valable et prudente.

[196] Gaz Métro demande à la Régie de prendre acte du rapport déposé³⁵ qui permet de comparer et de déterminer les caractéristiques des ententes qu'elle entend mettre en place pour remplacer la tranche d'entreposage non renouvelée.

[197] À la demande de la Régie, le Distributeur obtient des cotations pour un produit variable qu'il n'a pas considéré, soit un contrat sur la base d'un indice mensuel avec une demande variable jusqu'à un maximum de 1 400 10³m³/jour et un total saisonnier de 55,6 10⁶m³ sur la période du 1^{er} décembre 2013 au 31 mars 2014.

[198] À l'audience, le Distributeur a indiqué que, dans sa simulation du produit, il n'avait pas utilisé systématiquement le produit les jours où les prix étaient les plus élevés.

3.7.2 POSITION DES INTERVENANTS

[199] L'ACIG est d'accord avec la stratégie mise en œuvre par le Distributeur.

3.7.3 OPINION DE LA RÉGIE

[200] **La Régie prend acte du rapport.**

³⁵ Pièce B-0063.

[201] Elle note que le contexte de l'approvisionnement gazier est changé et que le Distributeur ne considère pas pour l'instant un achat pluriannuel.

[202] Elle constate que le Distributeur, dans son rapport, n'a pas considéré tous les produits.

[203] Elle constate également que l'analyse faite par le Distributeur du produit variable décrit plus haut ne permet pas de tirer de conclusion valable, car les caractéristiques fondamentales de l'option ne sont pas mises à profit dans les simulations réalisées par le Distributeur.

[204] **Pour ces motifs, la Régie ordonne au Distributeur de présenter, au prochain dossier tarifaire, une nouvelle analyse de ce produit et de comparer les résultats avec ceux des deux autres produits analysés, l'achat uniforme et l'achat variable (spot).**

[205] **La Régie ordonne également au Distributeur de déposer en temps opportun, pour approbation, les caractéristiques d'un éventuel achat pluriannuel en remplacement de la capacité d'entreposage non renouvelée au 1^{er} avril 2013.**

3.8 DONNÉES RÉVISÉES DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2019

[206] Le 25 novembre 2013, le Distributeur déposait une 6^e demande réamendée dans laquelle il présentait des données du plan d'approvisionnement sur l'horizon 2014-2019. Certaines données du plan d'approvisionnement des années 2014, 2015 et 2016 étaient modifiées.

[207] **La Régie prend acte des données révisées du plan d'approvisionnement amendé pour les années 2014, 2015 et 2016 déposé dans la 6^e demande réamendée.**

3.9 SUIVI RELATIF À UN POSSIBLE APPROVISIONNEMENT PRÈS DES SITES DE PRODUCTION

[208] Dans sa décision D-2012-175³⁶, la Régie ordonnait à Gaz Métro de considérer la signature de contrats d'approvisionnement de long terme plus près des sources de production et de faire rapport à cet égard dans les prochains plans d'approvisionnement.

[209] La Régie constate que le Distributeur n'a pas déposé de rapport à cet égard. Cependant, dans la mesure où le Distributeur aura l'obligation de maintenir une capacité de transport à Empress jusqu'en 2020, la Régie considère que cette contrainte rendra difficile de s'approvisionner à d'autres points de livraison que Dawn. **En conséquence, la Régie met fin à ce suivi.**

4. DEMANDES DE PAIEMENT DE FRAIS POUR LA PHASE 2

4.1 LÉGISLATION ET PRINCIPES APPLICABLES

[210] Selon l'article 36 de la Loi, la Régie peut ordonner le paiement des dépenses relatives aux questions qui lui sont soumises et à l'exécution de ses décisions ou ordonnances ainsi que de verser des frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations.

[211] Le *Guide de paiement des frais 2012* (le Guide) et le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*³⁷ (le Règlement sur la procédure) encadrent les demandes de paiement de frais que la Régie peut payer ou ordonner de payer, sans limiter son pouvoir discrétionnaire de juger de l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations et du caractère nécessaire et raisonnable des frais encourus.

³⁶ Dossier R-3809-2012.

³⁷ (2006) 138 G.O. II, 2279.

[212] La Régie évalue le caractère nécessaire et raisonnable des frais réclamés en tenant compte des critères prévus à l'article 15 du Guide. Elle évalue également l'utilité de la participation des intervenants en tenant compte des critères prévus à l'article 16 du Guide. Enfin, elle prend en considération le respect par les intervenants des commentaires formulés dans sa décision procédurale D-2013-114.

4.2 DEMANDES DE PAIEMENT DE FRAIS

[213] La Régie note d'entrée de jeu que la phase 2 a comporté plus de travail et de journées d'audience que ce qui avait été anticipé dans la décision procédurale et s'est révélée beaucoup plus longue que prévue initialement lors de la préparation des budgets de participation. Des enjeux complexes et non prévus ont dus être traités dans de courts délais.

[214] La Régie rappelle qu'en vertu de la décision D-2013-079, seuls l'ACIG, la FCEI, le GRAME, SÉ/AQLPA et l'UC ont participé à cette phase du dossier.

[215] Le Distributeur n'a pas émis de commentaire sur les demandes de paiement de frais des intervenants, sauf en ce qui a trait à la demande tardive de frais de l'UC pour sa prestation dans le cadre de la phase 1 du présent dossier.

[216] Dans sa décision, la Régie prend en compte les justifications fournies par les intervenants dans leur demande de paiement de frais.

[217] La Régie considère élevé le nombre d'heures réclamées par l'ACIG en regard des sujets traités. Elle juge que la preuve présentée par l'intervenante a été peu utile à ses délibérations.

[218] La Régie note qu'une bonne partie de la preuve de l'intervenante porte sur des sujets qui avaient déjà fait l'objet de décisions, dont notamment la possibilité, pour les clients en achat direct, de livrer à Empress. Ce constat a d'ailleurs été relevé par le Distributeur dans sa plaidoirie.

[219] La Régie juge que l'intervenante a consacré beaucoup de temps à contre-interroger sur l'Entente mais que ses questions étaient peu utiles pour la Régie.

[220] Enfin, la Régie est d'avis que, sur l'enjeu de la saturation du réseau, l'intervenante a fait une recommandation fort générale.

[221] Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie octroie la somme de 49 000 \$ à l'ACIG. La ventilation des montants pris en compte se trouve au tableau 1 de la présente décision.

[222] Pour ce qui est de la FCEI, la Régie apporte quelques ajustements au niveau des taxes sur les honoraires du procureur et pour réduire la dépense de taxi incluse dans le montant forfaitaire.

[223] La Régie considère élevé le nombre d'heures demandées par le procureur de la FCEI. Cependant, elle juge que l'intervention a été utile à ses délibérations et que le montant des frais demandés est raisonnable. En conséquence, elle accorde à la FCEI 100 % du montant des frais admissibles.

[224] La Régie considère que les arguments juridiques soulevés par le GRAME ont été intéressants et utiles à ses délibérations.

[225] Cependant, elle juge que certaines recommandations de l'intervenant allaient à l'encontre des directives qu'elle avait émises dans sa décision D-2013-114, notamment sur la recommandation traitant de l'avis au ministre.

[226] De plus, la Régie est d'avis que l'analyse économique de la preuve présentée par cet intervenant était sommaire et s'est avérée peu utile à ses délibérations.

[227] Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie octroie la somme de 19 000 \$ au GRAME. La ventilation des montants pris en compte se trouve au tableau 1 de la présente décision.

[228] Quant à SÉ/AQLPA, la Régie juge utiles à ses délibérations les arguments juridiques soulevés à l'égard des questions qu'elle a posées.

[229] Cependant, dans sa décision D-2013-114, la Régie indiquait :

« [31] La Régie autorise l'intervenant à traiter de l'enjeu relatif à la prévision de la demande. Cependant, en ce qui a trait aux deux autres enjeux, elle demande à l'intervenant de limiter son analyse au plan d'approvisionnement et d'arriver à des recommandations concrètes. À cet égard, la Régie tient à rappeler à l'intervenant qu'au fil des derniers dossiers tarifaires, ses interventions ont souvent été assimilées à des résumés de preuve du distributeur et à des observations »³⁸.

[230] La Régie considère que l'intervenant n'a pas tenu compte de ces instructions. En effet, elle considère que les preuves présentées n'ajoutent pas beaucoup à la lecture de la demande du Distributeur.

[231] De plus, la Régie est d'avis que la preuve présentée sur le plan d'approvisionnement démontre une mauvaise compréhension des enjeux fondamentaux.

[232] En conséquence, la Régie juge que la preuve de SÉ/AQLPA s'est avérée fort peu utile à ses délibérations et lui octroie donc la somme de 41 500 \$. La ventilation des montants pris en compte se trouve au tableau 1 de la présente décision.

[233] L'UC demande des frais de 558,78 \$ dans le cadre de la phase 1. Elle mentionne que, considérant le découpage en plusieurs phases de ce dossier, elle a omis de déposer sa demande de paiement de frais au même moment que les autres intervenants. L'UC soutient que sa participation à la phase 1 a été ciblée, pertinente et utile à la Régie dans ses délibérations et demande à la Régie de lui accorder ses frais, tels que réclamés.

[234] De plus, l'UC souligne que la Régie n'avait donné aucune indication quant au moment approprié pour déposer une telle demande et qu'une décision sur les frais de la phase 1 n'a toujours pas été rendue. En conséquence, l'intervenante demande respectueusement à la Régie de recevoir la présente demande et de lui accorder ses frais, tels que réclamés.

[235] Gaz Métro réplique que cette demande est produite à l'extérieur des délais prescrits par le Règlement sur la procédure³⁹. Contrairement à ce qu'indique l'UC dans sa lettre accompagnant sa demande, la Régie a déjà statué sur les demandes de remboursement des frais des intervenants dans sa décision D-2013-111.

[236] Ceci étant précisé, Gaz Métro s'en remet à la décision que la Régie pourrait rendre à l'égard de cette demande de l'UC.

[237] La Régie accepte, de façon exceptionnelle, de payer, à ce moment, le montant des frais réclamés par l'UC dans le cadre de la phase 1, soit 558,78 \$.

[238] Pour ce qui est des frais demandés par l'UC dans le cadre de la phase 2, la Régie considère la prestation de l'intervenante utile à ses interventions.

[239] Elle est d'avis que l'intervenante, sur le sujet des niveaux de saturation du réseau, a su bien s'adapter à l'information additionnelle qui a été présentée en audience et a su l'intégrer à sa plaidoirie.

[240] La Régie juge que l'analyse de l'UC traitant de l'activité de vente de GNL a été utile à ses délibérations.

[241] La Régie note également que l'intervenante a su ajuster ses recommandations dans sa plaidoirie aux questions qu'elle lui a adressées en cours d'audience.

[242] Pour l'ensemble de ces motifs, en plus du paiement des frais de la phase 1, la Régie octroie à l'UC 100 % des frais demandés dans le cadre de la phase 2.

³⁹ Article 35.

[243] La Régie juge que la participation de l'ensemble des intervenants à l'audience du 6 février 2014 portant sur le GNL a été utile à ses délibérations et, en conséquence, ajoute la somme demandée aux frais.

[244] Le tableau suivant fait état des frais réclamés et des frais accordés pour chacun des intervenants.

TABLEAU 1 FRAIS RÉCLAMÉS ET FRAIS ACCORDÉS (taxes incluses)					
Intervenants	Frais réclamés	Frais accordés	Frais réclamés	Frais accordés	Total accordés
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	
	Excluant l'audience du 6 février		Avec l'audience du 6 février		
ACIG	74 613,20	43 237,15	5 762,85	5 762,85	49 000,00
FCEI	66 556,60	66 526,60	8 513,40	8 520,62	75 047,22
GRAME	23 750,93	15 758,47	3 241,53	3 241,53	19 000,00
SE/AQLPA	63 438,34	33 271,87	8 228,13	8 228,13	41 500,00
UC	53 105,03	53 105,03	7 851,34	7 851,34	60 956,37
TOTAL	281 464,10	211 899,12	33 597,25	33 604,47	245 503,59

[245] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ORDONNE au Distributeur de payer à l'UC, dans un délai de 30 jours, la somme de 558,78 \$ pour la phase 1;

ORDONNE au Distributeur de payer aux intervenants, dans un délai de 30 jours, les montants accordés pour la phase 2, tels que stipulés au tableau 1;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à l'ensemble des conclusions énoncées à la présente décision.

Marc Turgeon
Régisseur

Gilles Boulianne
Régisseur

Françoise Gagnon
Régisseur

Représentants :

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) représentée par M^e Guy Sarault;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par M^e André Turmel et M^e Émilie Bundock;

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) représenté par M^e Geneviève Paquet;

Option consommateurs (OC) représentée par M^e Éric David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^e Franklin S. Gertler;

Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) représentée par M^e Vincent Regnault et M^e Hugo Sigouin-Plasse;

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ/AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;

TransCanada Energy Ltd. (TCE) représentée par M^e Pierre Grenier;

Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;

Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Marc-André LeChasseur.