

Mémoire

**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 2014
R -3879-2014 Phase 2**



Préparé par

Viviane de Tilly

Analyste d'UC

29 septembre 2014

Table des matières

TABLE DES MATIERES	2
UNION DES CONSOMMATEURS, LA FORCE D'UN RESEAU	3
1 CONTEXTE	4
2 AJOUT D'OUTILS DE GESTION DE LA POINTE	5
2.1 ACCROISSEMENT DE LA CAPACITÉ DE VAPORISATION À L'USINE LSR.....	5
2.2 CRÉATION D'UNE NOUVELLE CLASSE DE SERVICE INTERRUPTIBLE.....	7
2.2.1 <i>Source d'énergie alternative et crédits offerts</i>	7
2.2.2 <i>Gestion horaire des interruptions</i>	9
3 COUTS EVITES	12
4 PE126 : SUPPLEMENT MENAGES A FAIBLE REVENU	14
ANNEXE 1 : OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE D'HQD	16
ANNEXE 2 : EXEMPLE DE TARIFICATION HORAIRE (ENBRIDGE)	23
 Liste des tableaux	
TABLEAU 1 BILAN D'UTILISATION DE L'OPTION D'ELECTRICITE INTERRUPTIBLE DE HQD (HIVER 2006-2007)	10
TABLEAU 2 BUDGETS DU PE126	14

Union des consommateurs, la force d'un réseau

Union des consommateurs est un organisme à but non lucratif qui regroupe neuf Associations coopératives d'économie familiale (ACEF), l'Association des consommateurs pour la qualité dans la construction (ACQC) ainsi que des membres individuels. La mission d'UC est de représenter et défendre les consommateurs, en prenant en compte de façon particulière les intérêts des ménages à revenu modeste. Les interventions d'UC s'articulent autour des valeurs chères à ses membres : la solidarité, l'équité et la justice sociale, ainsi que l'amélioration des conditions de vie des consommateurs aux plans économique, social, politique et environnemental.

La structure d'UC lui permet de maintenir une vision large des enjeux de consommation tout en développant une expertise pointue dans certains secteurs d'intervention, notamment par ses travaux de recherche sur les nouvelles problématiques auxquelles les consommateurs doivent faire face; ses actions, de portée nationale, sont alimentées et légitimées par le travail terrain et l'enracinement des associations membres dans leur communauté.

Union des consommateurs agit principalement sur la scène nationale, en représentant les intérêts des consommateurs auprès de diverses instances politiques ou réglementaires, sur la place publique ou encore par des recours collectifs. Parmi ses dossiers privilégiés de recherche, d'action et de représentation, mentionnons le budget familial et l'endettement, l'énergie, les questions liées à la téléphonie, la radiodiffusion, la télédistribution et l'inforoute, la santé, l'agroalimentaire et les biotechnologies, les produits et services financiers ainsi que les politiques sociales et fiscales.

Finalement, dans le contexte de la mondialisation des marchés, UC travaille en collaboration avec plusieurs groupes de consommateurs du Canada anglais et de l'étranger. Elle est membre de l'*Organisation internationale des consommateurs* (CI), organisme reconnu notamment par les Nations Unies.

Depuis plus de 40 ans, les ACEF travaillent sans relâche au Québec auprès des personnes à faible revenu. Tout en revendiquant des améliorations aux politiques sociales et fiscales, les ACEF ont, depuis le début de leur existence, offert des services directs aux familles, dont des services de consultation budgétaire personnalisés.

1 Contexte

Le 14 mars 2014, Gaz Métro dépose à la Régie de l'énergie une demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification du texte des Conditions de service et Tarif (les Conditions de service et Tarif) à compter du 1er octobre 2014.

Gaz Métro propose que la phase 2 porte sur l'approbation du plan d'approvisionnement et sur la fixation des Conditions de service et Tarif applicables à l'ensemble de la clientèle à compter du 1er octobre 2014.

Le 16 avril 2014, la Régie rend sa décision D-2014-061 par laquelle elle accueille la proposition de Gaz Métro de procéder à l'examen de la demande en deux phases.

Le 16 mai 2014, la Régie rend sa décision D-2014-078 et accueille les demandes d'intervention.

Dans la décision D-2014-102, la Régie fixe le déroulement procédural du présent dossier et donne les directives pour procéder à l'examen concomitant des tarifs 2015 et 2016 dans le présent dossier.

Le 26 juin 2014, Gaz Métro dépose une demande amendée. Elle propose alors de traiter le présent dossier en trois phases, la phase 1 étant constituée des mêmes éléments que dans sa demande initiale :

- a) un calendrier pour la conception d'un indicateur de performance visant l'optimisation des outils d'approvisionnement;
- b) une méthode d'établissement de la journée de pointe en guise de réponse au suivi demandé par la Régie dans sa décision D-2013-179;
- c) deux suivis exigés par la Régie dans sa décision D-2013-179 relativement à l'accroissement de la capacité de vaporisation à l'usine LSR et à la création d'une nouvelle classe de service interruptible;
- d) une méthodologie modifiée de calcul de l'outil de maintien de la fiabilité pour l'activité de vente de GNL;
- e) deux suivis exigés par la Régie dans sa décision D-2013-192 relativement aux enjeux reliés au taux de saturation élevé de certains tronçons du réseau de Gaz Métro;
- f) un incitatif à la performance pour les transactions financières pour les années 2015 et 2016;
- g) le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie;
- h) le PGÉE;
- i) le CASEP.

Par sa décision D-2014-116, la Régie accueille la proposition de Gaz Métro de procéder à l'examen de sa demande en trois phases. Elle accepte d'examiner l'ensemble des enjeux soumis par le Distributeur dans le cadre de la phase 2.

Le mémoire d'UC traitera de gestion de la demande de pointe, de saturation de certains tronçons du réseau de Gaz Métro, du programme PE126 du PGÉE et abordera de façon plus précise les enjeux de gestion horaire des approvisionnements et des coûts évités dans le nouveau contexte d'approvisionnement auquel fait face Gaz Métro.

2 Ajout d'outils de gestion de la pointe

Dans le cadre de la Cause tarifaire 2014, Gaz Métro a proposé une méthode d'évaluation de la demande en journée de pointe qui consistait à intégrer l'effet des conditions climatiques sur la projection des volumes de la clientèle aux tarifs D₃ et D₄. Cette révision de la méthodologie a démontré que la demande de la clientèle en continu en journée de pointe était sous-évaluée d'environ 1 525 10³m³/jour.

La Régie s'est inquiété du coût élevé de contracter du transport sur une base annuelle afin de répondre à une demande de pointe avant d'avoir analysé des solutions alternatives. À cet effet, la Régie a ordonné dans la décision D-2013-179 :

- de développer et de lui soumettre, d'ici six mois, un projet de nouvelle classe de service interruptible lié à des événements exceptionnels visant les clients au tarif D₄ qui pourrait être mise en vigueur 1^{er} novembre 2014 ou le 1^{er} novembre 2015 au plus tard. Les volumes annuels retenus par Gaz Métro seraient fonction des besoins du réseau.
- déposer une étude de faisabilité physique et économique pour un accroissement de la capacité de vaporisation à l'usine LSR pour le 1^{er} novembre 2014 ou le 1^{er} novembre 2015 au plus tard.

Gaz Métro présente à la pièce Gaz Métro -6, document 1 ses propositions relatives à la demande de la Régie.

2.1 Accroissement de la capacité de vaporisation à l'usine LSR

La capacité maximale de vaporisation de l'usine LSR dans le réseau montréalais d'alimentation CL2400 est d'environ 217 000 GJ/jour (5 749 10³m³/jour), soit un débit horaire moyen de 237 400 m³/h.

Afin de répondre au suivi de la Régie, Gaz Métro a évalué que le débit de vaporisation à l'usine LSR pouvait être augmenté de 47 300 m³/h pour un total de 285 000 m³/h.¹

Sur une base quotidienne, il s'agit de faire passer le débit quotidien de vaporisation de 5 749 10³m³/jour à 6 840 10³m³/jour pour une croissance de 1 135 10³m³/jour. Il s'agit d'une augmentation de près de 20 % de la capacité de vaporisation de l'usine LSR. En outre, cette augmentation permet à elle seule de combler près de 75 % de la demande additionnelle en journée de pointe évaluée par Gaz Métro 1 525 10³m³/jour.

Selon Gaz Métro, cette augmentation du débit quotidien de vaporisation générerait des coûts globaux de 31,7 M\$ et une baisse des coûts annuels d'approvisionnement de 8 M\$ pour une économie nette de 4,5 M\$². En contrepartie, en cas d'hiver extrême, puisque la capacité d'entreposage demeure inchangée, le nombre de jours d'interruptions serait plus élevé, ce qui pourrait signifier le transfert des clients interruptibles vers le service en continu³. En conclusion, Gaz Métro indique que l'impact tarifaire d'un tel projet doit être analysé en profondeur.

¹ Gaz Métro-6, document 1, page 6.

² Gaz-Métro-6, document 1, page 14.

³ Gaz-Métro-6, document 1, page 14.

UC s'est d'abord étonnée que Gaz Métro n'ait analysé qu'un seul scénario de croissance de la capacité de vaporisation. À la question 2.2 de la demande de renseignement d'UC, Gaz Métro justifie son choix de la façon suivante,

Gaz Métro a choisi l'hypothèse d'un vaporisateur d'une capacité approximative de 70 800 m³/h étant donné qu'avec cette capacité, Gaz Métro répond à la demande initiale pour augmenter le débit moyen visé de 47 300 m³/h, avec une marge de manœuvre raisonnable tenant compte qu'il faut prévoir en mode vaporisation, une disponibilité de 100 % des équipements, ce qui se traduit par une redondance de n+1.⁴

Selon Gaz Métro ce volume d'accroissement est optimal.

En fonction de la demande d'ajout de vaporisation, le niveau visé a été établi en fonction de la différence entre la demande continue en journée de pointe et les besoins d'hiver extrême. En partant de cet élément, Gaz Métro a effectué des analyses et a conclu qu'un débit horaire moyen de vaporisation de 47 300 m³/h pouvait être ajouté. Le projet a donc été développé sur cette base.

Considérant que la réduction des approvisionnements est égale au volume additionnel de vaporisation, il s'agit du gain optimal pouvant être envisagé. Pour un complément d'information, veuillez vous référer à la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements no. 4 de la Régie (Gaz Métro -11, Document 1).⁵

Compte tenu des impacts économiques et financiers d'un investissement, UC se serait toutefois attendue à trouver dans la preuve de Gaz Métro une analyse comparative de divers scénarios sur un horizon temporel suffisant qui permettrait de sélectionner la meilleure option sur la base de sa valeur actualisée. Lorsque la Régie dans sa décision D-2013-179 stipule que les volumes annuels retenus par Gaz Métro seraient fonction des besoins du réseau, UC présume qu'il ne s'agit pas des besoins à très court terme du réseau mais des besoins constatés à long terme. Cette analyse aurait entre autres intégré différentes hypothèses de croissance des besoins, de conditions d'approvisionnement, de croissance de tarifs de transport. UC comprend toutefois que cette première analyse présentée par Gaz Métro n'est essentiellement qu'exploratoire.

Pour ces raisons, UC recommande à la Régie de demander à Gaz Métro d'enrichir son analyse en explorant plusieurs scénarios d'accroissement de la capacité de vaporisation afin de pouvoir statuer sur la valeur d'un tel projet en ayant en main une image précise de sa valeur réelle.

⁴ Gaz Métro-11, document 7, page 2.

⁵ Gaz Métro-11, document 7, page 2.

2.2 Création d'une nouvelle classe de service interruptible

Gaz Métro a défini ainsi les caractéristiques d'une nouvelle classe de service interruptible

1. *Service offert aux clients du tarif D4 possédant une source d'énergie alternative fiable.*
2. *Maximum de 5 jours d'interruption (120 heures), pour une période d'interruption totale similaire à l'offre d'Hydro-Québec. Cela représente un nombre de jours acceptable selon les sondages auprès de la clientèle de Gaz Métro.*
3. *Interruption de dernier essor afin de minimiser le nombre d'interruptions. Donc, interruption de la consommation des clients du volet C une fois l'ensemble des outils de transport et d'équilibrage (incluant l'usine LSR) utilisés.*
4. *Volume minimum interruptible de 2 500 m³/jour, soit 25 % du volume souscrit minimum du tarif D4.*
5. *Lors d'une journée d'interruption, réduction du volume souscrit de la quantité interruptible afin de ne pas tarifier la clientèle pour les volumes interrompus.*
6. *Compensation financière fixe de 10 ¢/m³ sujet à interruption pour reconnaître le volume « rendu disponible » par le client et compenser le maintien d'une source d'énergie alternative fiable.*
7. *Compensation financière variable de 40 ¢/m³ interrompu afin de compenser le coût de l'utilisation d'une source d'énergie alternative pendant les jours d'interruption.⁶*

Tout comme dans le cas de l'ajout d'une capacité de vaporisation, UC considère qu'il aurait été pertinent que Gaz Métro présente une analyse étoffée comparant la rentabilité de différentes options de service interruptible ou à tout le moins expose certaines variantes d'options qui pourraient être explorées dans des analyses ultérieures. UC estime en outre que les modalités de l'option d'énergie interruptible (OEI) offerte par Hydro-Québec Distribution (HQD)⁷ aux grands clients industriels peuvent être utiles pour trouver réponse à quelques-unes des objections soulevées par Gaz Métro quant à une gestion horaire du service interruptible. Les modalités de l'OEI d'HQD sont présentées à l'Annexe 1.

2.2.1 SOURCE D'ÉNERGIE ALTERNATIVE ET CRÉDITS OFFERTS

Contrairement aux modalités de la proposition analysée par Gaz Métro, UC constate qu'Hydro-Québec n'exige pas que les clients qui adhèrent à l'OEI aient accès à une source d'énergie alternative. Ceci est également le cas pour les distributeurs gaziers du balisage fourni par Gaz Métro à la page 17 de Gaz Métro -6, document 1⁸.

En exigeant du client qu'il ait accès à une source d'énergie alternative, Gaz Métro circonscrit son potentiel de marché et présume implicitement que ses clients poursuivront leurs activités de fabrication. C'est pourquoi le calcul des crédits fixe et variable offerts par Gaz Métro pour la nouvelle classe de service interruptible s'apparente à la fixation des prix de pointe et hors-pointe du tarif DT (biénergie résidentielle) d'HQD où le maintien et l'utilisation d'une source d'énergie alternative d'énergie entrent dans le calcul de la rentabilité de l'option du point de vue

⁶ Gaz Métro-6, document 1, page 18

⁷ http://www.hydroquebec.com/publications/fr/tarifs/pdf/tarifs_distributeur.pdf, Chapitre 6 section 2, page 97. Les crédits offerts et certaines modalités ont été modifiés par la décision D-2014-156.

⁸ Gaz Métro-11, document 7, page 4.

du client.⁹ Gaz Métro précise en effet comment ont été établis les crédits fixe et variable du service analysé.

La compensation variable a été établie en comparant le prix moyen du mazout et le prix moyen du gaz naturel sur une période de 4 ans. L'écart moyen se situait à environ 40 ¢/m³. De plus, afin de conserver une source d'énergie alternative comme le mazout, la clientèle doit faire face à d'autres coûts supplémentaires : maintien d'un réservoir de mazout et de personnel qualifié. Ces coûts sont d'origine fixe. Par conséquent, une estimation à 25 % de l'écart du prix moyen en rémunération fixe a été établie comme raisonnable, ce qui représente 10 cents par m³ de volume interruptible.

Comme le mazout est l'énergie de remplacement de la plupart de la clientèle lorsqu'interrompue, ce montant représente le coût d'opportunité de la clientèle. Par conséquent, une prime totale de 10 cents fixe et de 40 cents variable a constitué la base de l'analyse. Par contre, il est possible que pour atteindre un niveau d'adhésion souhaitable au service, une hausse des primes soit requise.¹⁰

La question de la rentabilité de l'OÉI pour les clients est une donnée incontournable pour que l'option soit commercialement viable.

À la lumière de l'utilisation de l'option durant l'hiver 2013-2014, pour un maximum de 57 heures d'interruption, certains clients ont indiqué qu'ils remettraient en question leur participation à l'option pour l'hiver prochain considérant la rentabilité de celle-ci.¹¹

En revanche, les crédits de l'OÉI d'HQD sont établis en fonction des marchés de référence du Distributeur, soit les produits UCAP pour la puissance (crédit fixe) et le marché DAM de New York pour l'énergie (crédit variable)¹². Il s'agit essentiellement d'un coût évité de court terme qui ne reflète pas le coût de l'énergie alternative qui pourrait être utilisée par le participant à moins, pour la partie variable des crédits, que la source de production de l'électricité sur les marchés référence soit la même que l'énergie alternative qui serait utilisée. Mais cette considération est exclue de l'analyse présentée par HQD.

UC recommande à la Régie de demander à Gaz Métro de poursuivre ses analyses sur une nouvelle classe de service interruptible en considérant que les clients participants n'ont pas nécessairement recours à une énergie alternative, quitte à ce que plus d'une classe de service interruptible ne soit créée.

⁹ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-028/HQD_PresentationSeanceInfo_27mai2011.pdf. HQD indique par exemple à la page 15 : L'effacement en pointe permet de réaliser des économies car le prix de pointe du tarif DT excède le prix du mazout.

¹⁰ Gaz Métro-11, document 1, pages 65-66

¹¹ R-3891-2014, HQD-1, document 1, page 9.

¹² R-3891-2014, HQD-1, document 1, page 9.

2.2.2 GESTION HORAIRE DES INTERRUPTIONS

UC a demandé à Gaz Métro si des périodes plus courtes d'interruption au lieu des périodes de 24 heures consécutives analysées pour le volet C, pouvaient être envisagées. Gaz Métro indique qu'il n'existe aucune contrainte technique au mesurage horaire puisque les clients interruptibles ont des lecteurs horaires à leurs installations. Selon Gaz Métro, ce sont la faisabilité, la pertinence et la gestion d'interruptions horaires sont problématiques¹³. À cet égard, Gaz Métro renvoie UC à une réponse faite à la Régie qui décrit et explique le processus de planification gazière.

La planification gazière pour diriger le gaz naturel des points d'achats (ou entreposage) vers le territoire de Gaz Métro (donc en amont du réseau de distribution) est effectuée sur une base journalière le jour précédent, avec des modulations en cours de journée aux fenêtres de nominations de façon à équilibrer la demande. Ainsi, lors d'interruption, c'est un volume quotidien qui est visé en interruption, limitant la demande à desservir au niveau potentiel selon les approvisionnements disponibles.

Selon l'approche préconisée dans le service volet C, les clients sont interrompus après l'utilisation de l'usine LSR; c'est le dernier approvisionnement. Les besoins d'interruption (volumes quotidiens visés) sont donc établis à la planification quotidienne le jour précédent. Des interruptions horaires plutôt que quotidiennes nécessiteraient donc l'interruption de plus de clients pour atteindre le même niveau d'interruption visé pour la journée.

De plus, les interruptions horaires pourraient entraîner un déplacement de consommation sur les autres heures de la journée gazière ce qui aurait comme effet que le niveau visé d'interruption pour la journée gazière ne serait pas atteint. Puisqu'il s'agit du dernier outil, Gaz Métro pourrait se retrouver avec un déficit d'approvisionnement pour cette journée, si les clients modifiaient leur profil horaire de consommation.

Ainsi, une gestion horaire des interruptions entraînerait davantage d'incertitude quant à la demande estimée en débit de pointe et aux variations estimées en cours de journée.

Il est à noter que ces clients consomment leur volume selon différents profils horaires. Gaz Métro ne pourrait effectuer une gestion horaire d'interruption par client.

D'autre part, les délais requis dans le processus de gestion des interruptions rendent impossible la considération d'une gestion horaire.

La gestion horaire du service volet C impliquerait que des modalités contractuelles spécifiques soient ajoutées, telles que la détermination des volumes horaires que le client rendrait disponible à ce service, incluant des règles de modification, et les modalités de gestion reliées au retrait interdit. Cette approche nécessiterait donc une révision complète des conditions de service, tarifs, système administratif incluant les systèmes de facturation.

¹³ Gaz Métro-11, document 7, page 7.

Tous ces éléments font que Gaz Métro ne voit pas l'intérêt d'une telle gestion considérant, de plus, que la gestion des approvisionnements en amont du territoire de Gaz Métro est effectuée sur une base quotidienne et non horaire.¹⁴ (nos soulignés)

Chez HQD, les modalités applicables aux interruptions (art. 6.17) permettent à HQD de coordonner les périodes d'effacement, ce qui signifie que les clients s'interrompent au moment choisi et pour le nombre d'heures choisi par le distributeur. En outre, Hydro-Québec encadre les périodes de reprises (art. 6.23) afin d'éviter de déplacer la pointe à l'intérieur d'une même journée.

Le Tableau 1 présente le bilan de l'OEI d'HQD pour l'hiver 2006-2007¹⁵. On constate que les fenêtres d'interruptions sont précises et que le nombre d'heures d'interruption de chaque client peut varier en fonction des besoins d'HQD. En effet, comme l'indique la dernière ligne du tableau, le nombre total d'heures d'interruption par client a varié au final de 62 à 68 heures, ce qui a vraisemblablement permis à HQD d'optimiser son utilisation de l'OEI.

Tableau 1
Bilan d'utilisation de l'option d'électricité interruptible de HQD (hiver 2006-2007)

Date	Heures		Nombre d'heures	MW effectifs	GWh interrompus	Credit variable (000 \$)
2007-01-17	6h00	à 11h00	5	626	3,1	250
2007-01-17	17h00	à 22h00	5	483	2,4	191
2007-01-25	6h00	à 10h00	4	628	2,5	199
2007-01-25	16h00	à 21h00	5	435	2,2	174
2007-01-26	5h00	à 10h00	5	496	2,5	194
2007-01-26	16h00	à 21h00	5	444	2,2	177
2007-01-30	6h00	à 11h00	5	199	1,0	80
2007-02-01	6h00	à 10h00	4	233	0,9	75
2007-02-05	5h00	à 10h00	5	376	1,9	138
2007-02-05	17h00	à 22h00	5	572	2,9	229
2007-02-05	19h00	à 23h00	4	147	0,6	47
2007-02-06	5h00	à 10h00	5	296	1,5	109
2007-02-06	16h00	à 21h00	5	346	1,7	138
2007-02-07	5h00	à 10h00	5	178	0,9	71
2007-02-13	16h00	à 21h00	5	532	2,7	252
2007-03-06	5h00	à 10h00	5	722	3,6	462
2007-03-06	16h00	à 21h00	5	697	3,5	520
2007-03-07	5h00	à 10h00	5	697	3,5	522
2007-03-07	17h00	à 21h00	4	287	1,1	172
2007-03-08	17h00	à 21h00	4	478	1,9	287
2007-03-09	5h00	à 10h00	5	697	3,5	521,8
Total						4 809
				Nombre d'heures d'interruption par client :		62 à 68

Selon la compréhension d'UC, la gestion horaire des interruptions dans le domaine gazier existe ailleurs^{16,17}. UC comprend également de la réponse de Gaz Métro qu'une classe de service interruptible reposant sur une gestion horaire des approvisionnements et des interruptions ne pourrait se faire à court terme sans que des efforts commerciaux et des investissements n'y soient consentis.

¹⁴ Gaz Métro-11, document 1, page 77.

¹⁵ R-3678-2008, HQD-1, document 1, page 21.

¹⁶ Voir à ce propos les modalités des tarifs interruptibles 145 et 170 d'Enbridge :

- <https://www.enbridgegas.com/businesses/accounts-billing/gas-rates/large-volume-rates/rate-145.aspx>
Curtailment Credit : Rate for 16 hours of notice per cubic metre of Mean Daily Volume from December to March : \$0.50 /m³ et
- <https://www.enbridgegas.com/businesses/accounts-billing/gas-rates/large-volume-rates/rate, 170.aspx>
Curtailment Credit : Rate for 4 hours of notice per cubic metre of Mean Daily Volume from December to March : 1.10 ¢/m³.

¹⁷ Voir également en Annexe 2, les modalités d'un tarif régulier d'Enbridge.

Si, dans le contexte actuel, Gaz Métro ne voit pas l'intérêt d'une telle gestion, un changement structurel dans les conditions d'approvisionnement (par exemple, une offre limitée, insuffisante ou à coût prohibitif de transport) serait-il suffisant pour procéder à une refonte importante des façons de faire? Cette modification structurelle n'est-elle pas sous-entendue dans l'affirmation de Gaz Métro lorsqu'elle indique que « [q]uant au contexte relié aux capacités de transport, Gaz Métro analysera toutes les avenues possibles, réglementaires et légales, pour assurer la sécurité d'approvisionnement de sa clientèle à long terme »¹⁸?

UC établit finalement un lien entre une gestion horaire des interruptions selon les jours de pointe et les enjeux reliés au taux de saturation élevé de certains tronçons du réseau de transmission de Gaz Métro.

Selon Gaz Métro, l'instrumentalisation de tous les clients aux tarifs D₄ et D₅ comporte a priori des avantages,

*Le principal avantage associé à l'instrumentation des clients serait de suivre en temps réel la consommation horaire individuelle des grands clients des tarifs D₄ et D₅. Ainsi, Gaz Métro pourrait s'assurer que les clients instrumentés respectent leur débit inscrit au contrat lors de périodes critiques au cours desquelles des interruptions des clients du tarif D₅ sont requises ou, à défaut, sollicitent la collaboration des clients afin d'apporter les ajustements requis au rétablissement de la situation en cas d'enjeux opérationnels.*¹⁹

Gaz Métro évalue à 2,7 M\$ les coûts en immobilisation afin d'instrumenter les 151 clients aux tarifs D₄ et D₅²⁰. Compte tenu des coûts et des avantages limités qui découlent de l'instrumentalisation, Gaz Métro ne recommande pas d'instrumenter tous les clients des tarifs D₄ et D₅ mais plutôt au cas par cas lorsqu'il estime la mesure nécessaire²¹.

UC note que les avantages de l'instrumentalisation n'ont pas été évalués quantitativement.

UC se demande si une telle évaluation ne devrait pas se faire dans un contexte plus général de gestion des approvisionnements et recommande à la Régie de demander à Gaz Métro de poursuivre ses analyses (classe interruptible et instrumentalisation des clients D₄ et D₅) dans ce contexte.

Pour ce faire cependant, et comme la section suivante l'expliquera, UC croit essentiel de revoir ou reconfirmer également la façon dont les coûts évités de Gaz Métro sont évalués, ou minimalement de procéder rapidement à leur mise à jour, afin de les intégrer aux analyses de rentabilité réalisées.

¹⁸ Gaz Métro-7, document 1, page 32.

¹⁹ Gaz Métro-6, document 3, page 7.

²⁰ Gaz Métro-6, document 3, page 6.

²¹ Gaz Métro-6, document 3, page 8.

3 Coûts évités

Pour les fins du dossier tarifaire 2015, le coût évité projeté de 1 m³ de gaz non livré par Gaz Métro durant cette même année chez un client existant, incluant un prix de fourniture moyen de gaz naturel de 14,66 ¢/m³, s'élève à 24,60 ¢/m³ pour les volumes de base et 34,10 ¢/m³ pour les volumes de chauffage.²²

Gaz Métro indique dans sa preuve que la méthode proposée par Michel Kayal et Associés pour évaluer les coûts évités, méthode des « coûts marginaux ciblés » retenue par la Régie de l'énergie dans le cadre de sa décision D-2000-211, demeure la mieux adaptée au contexte de Gaz Métro.²³

Dans sa décision D-2000-211, la Régie indiquait en autres, relativement aux programmes d'économies d'énergie de l'époque qu'en entraînant des réductions de la consommation énergétique, ils permettent d'éviter des dépenses aux consommateurs participants et au distributeur. Pour le distributeur, la Régie constate que les coûts évités d'investissement et d'exploitation sont quasi nuls. Son réseau de distribution n'étant pas utilisé au maximum de sa capacité, toute diminution de volumes de gaz vendus ne procure que de faibles économies à l'entreprise. En outre, SCGM étant un distributeur de gaz naturel et non un producteur, le coût de la marchandise n'est, par conséquent, qu'un transfert de coûts sans rémunération pour cette entreprise.

Pour les participants, toute diminution de consommation se traduit directement par une baisse de la facture reliée aux coûts des composantes marchandise, transport, équilibrage et distribution. Le coût de certains de ces éléments est particulièrement élevé pour les consommateurs depuis quelques mois.²⁴

UC a questionné Gaz Métro sur la pertinence de maintenir la méthode « coûts marginaux ciblés » utilisée dans ce qui semble un nouveau contexte d'approvisionnement gazier (achat coûteux de service de transport sur une base annuelle afin de répondre à une demande de pointe²⁵, disponibilité de capacité de transport²⁶, saturation de certains tronçons²⁷). L'expert de Gaz Métro indique que

Les enjeux présentés en préambule à la question n'ont pas d'effet sur le concept de la méthode d'évaluation des coûts évités retenue (Coûts marginaux ciblés). Ces enjeux sont plutôt reliés à l'évolution des composantes des coûts évités, en particulier le coût des Approvisionnements gaziers. L'évolution de ces coûts est toutefois reflétée lors des mises à jour périodiques.

Les coûts évités d'investissement et d'exploitation, bien que faibles par rapport au coût évité total (environ 4 à 10 %), n'en sont pas moins quantifiables et doivent être pris en considération.²⁸

²² Gaz Métro-9, document 3, page 1.

²³ Gaz Métro-9, document 2, page 3.

²⁴ D-2000-211, page 30.

²⁵ D-2013-179

²⁶ Gaz Métro-7, document 1, page 81.

²⁷ Gaz-Métro-6, document 3, page 3.

²⁸ Gaz Métro-11, document 7, page 21.

Compte tenu du contexte, et sans présumer d'emblée que son application conduirait nécessairement à des valeurs significativement différentes de celles présentées en preuve par Gaz Métro, UC se demande si l'utilisation d'une autre méthode d'évaluation des coûts évités, par exemple la méthode générique représentative (*generic proxy approach*) ne serait pas plus judicieuse.

Cette méthode consiste à choisir de façon discrétionnaire une source ou un ensemble de sources d'approvisionnement gazier et ensuite à considérer son coût comme étant celui du coût évité. Dans le cas où la source d'approvisionnement est la plus dispendieuse, ou bien lorsqu'elle est requise en dernier recours, cette méthode se rapproche beaucoup de celle du coût marginal classique.²⁹

UC demande à la Régie de réévaluer si la méthode des coûts marginaux ciblés reste pertinente 14 années après sa décision initiale et compte tenu des changements importants que vit dans l'industrie gazière.

UC considère finalement qu'une analyse de rentabilité de différents outils de gestion de la demande de pointe, qu'elle soit globale ou locale, pourrait nécessiter l'utilisation de coûts évités qui traduisent la réalité des conditions d'approvisionnement. Une mise à jour des coûts évités incluant une prévision beaucoup plus prospective des coûts de transport est alors nécessaire alors que cela n'a pas encore été réalisé comme l'indique Gaz Métro dans une réponse à UC.

Tout comme le prix des autres composantes de l'évaluation des coûts évités (distribution et équilibrage), la projection du prix du transport se doit idéalement d'être cohérente avec le dossier tarifaire R -3879-2014 et particulièrement le plan d'approvisionnement gazier (B-0050, Gaz Métro -7, Document 1). Vu les changements rapides prévus au niveau du Transport, tel que décrits aux pages 81, 82 et 83 de ce même plan, il est plus prudent d'utiliser le taux d'inflation aux fins de projection. Au moment de la réalisation de l'étude des coûts évités, la quantification du plan d'approvisionnement gazier de l'année en cours n'était pas réalisée, et donc l'hypothèse de coûts disponibles était basée sur les tarifs en vigueur. Les prochains plans d'approvisionnement gazier ainsi que les mises à jour des coûts évités reflèteront l'évolution du coût du Transport.³⁰ (notre souligné)

UC recommande à la Régie d'inviter Gaz Métro à procéder à une mise à jour en profondeur des paramètres permettant d'établir ses coûts évités et d'intégrer ces derniers lorsque est approprié dans ses analyses de rentabilité.

²⁹ R-3662-2002, Gaz Métro -10, document 3, page 20.

³⁰ Gaz Métro-11, document 7, page 19.

4 PE126 : Supplément Ménages à faible revenu

Gaz Métro indique dans sa preuve que malgré qu'aucun participant n'ait encore été enregistré au cours des cinq premiers mois de l'année, plus d'une dizaine de demandes d'aide financière étaient en traitement au début du mois d'avril 2014. Elle est donc persuadée de pouvoir atteindre ses prévisions de 20 participants pour l'année tarifaire 2014.³¹

Puisque Gaz Métro ne doit fournir ses résultats annuels que lors du dépôt de son rapport annuel³², il est impossible d'apprécier la progression réalisée pour le programme PE126 depuis mai 2014.

Toutefois, comme l'indique le Tableau 2, les budgets de développement et formation ainsi que de commercialisation ont été grandement revus à la baisse dans le présent dossier.

Tableau 2
Budgets du PE126³³

(R -3837-2013)

Réel au	CT	2012-2013	CT	CT	CT
2012-09-30	2012-2013	5/7	2013-2014	2014-2015	2015-2016

Coût du programme						
Développement & formation (\$)	-	10 000	0	10 000	5 000	5 000
Commercialisation (\$)	-	70 000	0	50 000	50 000	50 000
Suivi & évaluation (\$)	-	0	0	0	0	0
Administration (\$)	-	91 823	16 170	59 668	63 350	67 249
Coûts totaux (\$)	-	171 823	16 170	119 668	118 350	122 249

(R -3879-2014)

Réel	CT	2013-2014	CT	CT	CT
2012-2013	2013-2014	5/7	2014-2015	2015-2016	2016-2017

Coût du programme						
Développement & formation (\$)	1 875	10 000	0			
Commercialisation (\$)	2 044	50 000	6 042	10 000	10 000	10 000
Suivi & évaluation (\$)	0	0	0	20 000	0	0
Administration (\$)	40 488	59 668	17 141	64 916	66 361	70 438
Coûts totaux (\$)	44 407	119 668	23 182	94 916	76 361	80 438

Gaz Métro explique cette diminution de budget de la façon suivante :

Les budgets prévus pour les années 2014-2015 et 2015-2016 présentés dans la Cause tarifaire 2014 étaient basés sur une estimation des dépenses de développement et formation et des dépenses de commercialisation nécessaires à la poursuite du programme après son lancement.

Au cours de l'année 2013-2014, Gaz Métro a réalisé différentes activités de formation pour lancer le programme PE126. Ces activités visaient à présenter les objectifs du

³¹ Gaz Métro- 9, document 1, page 43.

³² Voir les réponses aux questions 15 et 16 d'UC à la pièce Gaz Métro -11, document 7 pages 15 et 16.

³³ Données tirées de R-3837-2013, Gaz Métro -12, document 1, page 44 et Gaz Métro- 9, document 1, page 42.

programme et à expliquer ses modalités de fonctionnement aux différents intervenants concernés (tourné des bureaux régionaux de Gaz Métro, par exemple). Ces activités de formation ont principalement été réalisées entre le 1^{er} octobre 2013 et le 31 janvier 2014.

Au moment de préparer la Cause tarifaire 2015, Gaz Métro ne prévoyait pas répéter ces activités ou en ajouter de nouvelles pour l'année 2014-2015. Le budget prévu a donc été revu en conséquence.

Au cours de l'année 2013-2014, Gaz Métro a également mis en œuvre un plan de communication conçu pour le lancement et la commercialisation du programme PE126. Une partie importante du budget prévu pour réaliser ce plan a été utilisé pour concevoir et développer des outils de commercialisation (guides et formulaires, site internet, dépliants, publicités, etc.) qui n'auront pas besoin d'être revus en 2014-2015.

Au moment de préparer la Cause tarifaire 2015, Gaz Métro a donc prévu une diminution des dépenses de commercialisation qui avaient été estimées pour l'année 2014-2015. Le budget prévu a alors été revu à la baisse.³⁴

Gaz Métro explique donc que certaines dépenses de programme encourues pour le PE126 ne seront pas récurrentes, d'où la diminution des budgets prévus. **Tout en réitérant que le programme PE126 est ambitieux,³⁵ UC ne peut qu'approuver la volonté de diminuer les coûts de programme compte tenu du petit nombre de participants prévus et de l'aide financière octroyée. UC formulera si nécessaire à la Régie, lors de l'examen du rapport annuel de Gaz Métro alors que des résultats plus complets sur le PE126 seront disponibles, ses commentaires et recommandations.**

³⁴ Gaz Métro-11, document 7, pages 16 et 17.

³⁵ R-3837-2013, C-UC-0044, page 12.

Annexe 1 : Option d'électricité interruptible d'HQD

municipal après l'expiration des 30 jours qui suivent la fin de la période de consommation pendant laquelle le Distributeur a fait parvenir au réseau municipal l'acceptation mentionnée au sous-alinéa b) ci-dessus.

SECTION 2

OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LA CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE

Sous-section 2.1 – Dispositions générales

Domaine d'application 6.13

L'option d'électricité interruptible s'applique à un abonnement au tarif L ou au tarif LG détenu par un client qui peut interrompre sa consommation en période d'hiver et qui n'offre pas, au même point de livraison, de la puissance interruptible dans le cadre d'un contrat spécial ou qui ne bénéficie pas des modalités relatives au rodage de nouveaux équipements conformément à l'article 5.46.

Définitions 6.14

Dans la présente section, on entend par:

« *coefficient de contribution* »: une valeur, exprimée en pourcentage, qui reflète la proportion estimée de la puissance interruptible qui est effectivement interrompue en moyenne par le client quand le Distributeur y fait appel.

« *dépassement* »: la différence, pour chaque période d'intégration de 15 minutes, entre:

- a) l'appel de puissance réelle et
- b) le plus élevé de 105 % de la puissance de base ou la somme de la puissance de base et de 5 % de la puissance interruptible.

« *facteur d'utilisation durant les heures utiles* »: un rapport, exprimé en pourcentage, entre la consommation durant les heures utiles et le produit du plus grand appel de puissance réelle durant les heures utiles et du nombre d'heures utiles au cours de la période de consommation visée.

« **heure d'interruption** » : heure au cours de laquelle le client est tenu d'interrompre sa puissance en vertu des modalités énoncées à la présente section.

« **heures utiles** » : toutes les heures de la période de consommation visée, sans tenir compte :

- a) des 24, 25, 26 et 31 décembre, des 1^{er} et 2 janvier ainsi que du Vendredi saint, du Samedi saint, du jour de Pâques et du lundi de Pâques, quand ces jours sont en période d'hiver ;
- b) des jours au cours desquels le client interrompt sa puissance en vertu de la présente section ;
- c) des périodes de reprise accordées en fonction de l'article 6.23 ;
- d) des jours où il y a interruption ou diminution de la fourniture conformément à l'article 5.12 ;
- e) des jours de grève chez le client, à la demande de celui-ci, sauf s'il y a eu au moins une période d'interruption au cours de ces jours de grève ;
- f) des jours non représentatifs du profil normal de consommation du client, jusqu'à concurrence de 2 jours par période de consommation.

« **période d'interruption** » : la séquence d'heures d'interruption telle qu'elle est indiquée par le Distributeur dans l'avis donné au client conformément à l'article 6.19.

« **puissance de base** » : la différence entre :

- a) la plus élevée des deux valeurs suivantes, soit la puissance souscrite ou la puissance maximale de la période de consommation visée, et
- b) la puissance interruptible.

La puissance de base ne peut être négative.

« **puissance interruptible** » : la puissance réelle que le client s'engage à ne pas utiliser pendant certaines périodes, à la demande du Distributeur.

« **puissance interruptible effective** » : une estimation, exprimée en kilowatts, de la puissance interruptible qui est en moyenne interrompue par le client quand le Distributeur fait appel à l'option d'électricité interruptible. Cette estimation correspond au produit de la puissance interruptible par le coefficient de contribution de la période de consommation visée.

« **puissance interruptible effective horaire** » : elle correspond, pour chacune des heures d'interruption, à la différence entre :

- a) le produit de la puissance maximale et du coefficient de contribution de la période de consommation visée et
- b) la puissance moyenne horaire.

La puissance interruptible effective horaire ne peut être négative ou supérieure à la puissance interruptible.

« **puissance maximale** » : le plus grand appel de puissance réelle en dehors des périodes de reprise de la période de consommation visée.

« **puissance moyenne horaire** » : une valeur, exprimée en kilowatts, qui correspond à la moyenne des appels de puissance réelle des 4 périodes d'intégration de 15 minutes.

Date d'adhésion **6.15**

Le client doit soumettre sa demande d'adhésion au Distributeur par écrit avant le 1^{er} octobre en indiquant la puissance interruptible pour laquelle il désire s'engager. Le Distributeur a alors 30 jours pour analyser la proposition, notamment sur le plan de la fiabilité et de l'impact prévu sur le réseau de la puissance offerte, compte tenu des contraintes éventuelles associées à son emplacement, et pour aviser le client par écrit de sa décision d'accepter ou non cette proposition.

Limitation **6.16**

Le Distributeur fixe une limite à la quantité totale de puissance interruptible dont il entend se prévaloir, en fonction de ses besoins de gestion de réseau. Si la puissance offerte par les clients dépasse ses besoins pour une période donnée, le Distributeur peut réduire la quantité mise à sa disposition par chacun d'eux, proportionnellement à ses besoins.

Sous-section 2.2 – Crédits et conditions d'application**Engagement 6.17**

La puissance interruptible par abonnement ne doit pas être inférieure au plus élevé de 3 000 kilowatts ou 20 % de la puissance souscrite maximale des 12 dernières périodes de consommation prenant fin au terme de la période de consommation qui précède le 1^{er} octobre, mais ne doit en aucun cas être supérieure à cette puissance souscrite maximale. L'engagement contracté demeure en vigueur pour la période d'hiver.

Le client peut réviser sa puissance interruptible à la baisse une fois pendant la période d'hiver à la suite d'une révision de sa puissance souscrite. La nouvelle puissance interruptible ne doit pas être inférieure au plus élevé de 3 000 kilowatts ou 20 % de la puissance souscrite maximale des 12 dernières périodes de consommation prenant fin au terme de la période de consommation qui précède la date de réception de la demande de modification, mais ne doit en aucun cas être supérieure à cette puissance souscrite maximale. La nouvelle puissance interruptible s'applique à l'intérieur d'un délai de 30 jours. Aucune modification rétroactive n'est autorisée.

Modalités applicables aux interruptions 6.18

Les interruptions effectuées en vertu de la présente section doivent respecter les modalités suivantes :

Délai du préavis (heures):	2
Nombre maximal d'interruptions par jour:	2
Délai minimal entre deux interruptions dans une même journée (heures):	4
Nombre maximal d'interruptions par période d'hiver:	20
Durée d'une interruption (heures):	4 à 5
Durée maximale des interruptions par période d'hiver (heures):	100

Avis d'interruption **6.19**

Le Distributeur avise les responsables des clients retenus par téléphone, en leur indiquant l'heure de début et de fin de la période d'interruption. Si aucun responsable ne peut être joint, le client est alors réputé avoir refusé d'interrompre sa consommation pour la période d'interruption visée.

Crédits nominaux **6.20**

Les crédits applicables pour la période d'hiver sont les suivants :

Crédit fixe :

8,50 \$ le kilowatt de puissance interruptible effective.

Crédit variable :

12,00 ¢ le kilowattheure de puissance interruptible effective horaire pour chaque heure d'interruption.

Crédits effectifs applicables à l'abonnement **6.21**

Les crédits effectifs sont appliqués à la facture de la période de consommation visée selon les modalités suivantes :

a) Crédit effectif fixe :

Le crédit effectif fixe auquel le client a droit à chaque période de consommation correspond au produit du crédit fixe pour la période d'hiver et de la puissance interruptible effective de la période de consommation visée, ajusté au prorata du nombre d'heures de la période de consommation visée sur le nombre d'heures de la période d'hiver.

b) Crédit effectif variable :

Le crédit effectif variable auquel le client a droit à chaque période de consommation correspond au produit du crédit variable et des kilowattheures de puissance interruptible effective horaire pour chaque heure d'interruption.

Détermination du coefficient de contribution 6.22

Le coefficient de contribution d'une période de consommation est déterminé comme suit:

$$C = [(P_{\max} - P_{\text{base}}) \times FU_{\text{hu}}] / I$$

où

C = le coefficient de contribution;

P_{max} = la puissance maximale;

P_{base} = la puissance de base;

FU_{hu} = le facteur d'utilisation durant les heures utiles;

I = la puissance interruptible.

Le coefficient de contribution ne peut être négatif.

Périodes de reprise 6.23

Le client a droit à des périodes de reprise. Ces périodes peuvent survenir:

- a) entre 22 h et 6 h la deuxième nuit qui suit une ou plusieurs interruptions;
- b) entre 22 h le vendredi et 6 h le lundi, s'il y a eu une ou plusieurs interruptions pendant la période de 7 jours qui précède immédiatement la fin de semaine en question.

Le client doit communiquer avec le Distributeur au plus tard à 13 h le jour ouvrable suivant une période de reprise pour indiquer qu'il a effectué une reprise. Si aucun avis n'est reçu, le Distributeur considère que le client ne s'est pas prévalu de cette possibilité.

La consommation en période de reprise est celle qui excède, pour la période de consommation visée, la plus élevée de la puissance souscrite en vigueur ou de la puissance maximale appelée enregistrée en dehors des périodes de reprise de la période de consommation visée.

La consommation en période de reprise est facturée au prix de l'électricité additionnelle en vigueur pour la période de consommation visée, tel qu'il est établi en vertu de l'article 6.32.

102

Le Distributeur se réserve le droit d'interdire la consommation en période de reprise en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité de son réseau.

Ces périodes de reprise ne doivent en aucun cas être interprétées comme une limite au droit du Distributeur de faire appel en tout temps à l'option d'électricité interruptible selon les modalités de la présente section.

Pénalités pour dépassement **6.24**

Pour tout dépassement à la suite d'un avis d'interruption, le Distributeur applique pour chaque période d'interruption, la pénalité suivante :

a) Crédit fixe :

Une pénalité de 0,70 \$ pour chaque kilowatt compris dans la somme des dépassements au cours d'une période d'interruption.

La pénalité maximale par période d'interruption ne peut être supérieure au montant de 2,80 \$/kW multiplié par la puissance interruptible et le coefficient de contribution pour la période de consommation visée.

b) Crédit variable :

Aucun crédit variable n'est accordé pour l'heure durant laquelle le client paie une pénalité.

La somme des pénalités appliquées au cours de la période d'hiver ne peut être supérieure au montant versé au client à titre de crédit fixe pour la période d'hiver. Le Distributeur se réserve le droit de résilier l'engagement du client qui est en dépassement durant au moins 3 périodes d'interruption au cours de la période d'hiver.

Modalités de facturation pour les clients participant simultanément à l'option d'électricité interruptible et à l'option d'électricité additionnelle **6.25**

Pour les clients qui participent simultanément à l'option d'électricité additionnelle et à l'option d'électricité interruptible, voir les modalités décrites à l'article 6.37.

Annexe 2 : Exemple de tarification horaire (Enbridge)

Rate 125

Applicability

To any Applicant who enters into a Service Contract with the Company to use the Company's natural gas distribution network for the transportation, to a single terminal location ("Terminal Location"), of a specified maximum daily volume of natural gas. The maximum daily volume for billing purposes, Contract Demand or Billing Contract Demand, as applicable, shall not be less than 600,000 cubic metres. The Service under this rate requires Automatic Meter Reading (AMR) capability.

Character of Service

Service shall be firm except for events as specified in the Service Contract including force majeure.

For Non-Dedicated Service the monthly demand charges payable shall be based on the Contract Demand which shall be **24 times the Hourly Demand and the Applicant shall not exceed the Hourly Demand.**

For Dedicated Service the monthly demand charges payable shall be based on the Billing Contract Demand specified in the Service Contract. **The Applicant shall not exceed an hourly flow calculated as 1/24th of the Contract Demand specified in the Service Contract.**

<https://www.enbridgegas.com/businesses/accounts-billing/gas-rates/large-volume-rates/rate-125.aspx>