

**PROPOSITION DE MODIFICATION  
DU TRAITEMENT COMPTABLE  
DES AIDES FINANCIÈRES DU PGEÉ**

**TABLE DES MATIÈRES**

<b>1</b>	<b>CONTEXTE .....</b>	<b>3</b>
1.1	Traitement actuel des coûts du PGEÉ .....	3
1.2	Évolution récente du contexte d'affaires .....	4
<b>2</b>	<b>PROPOSITION DE RECONNAISSANCE DES AIDES FINANCIÈRES DU PGEÉ COMME ACTIFS RÉGLEMENTAIRES INCLUS À LA BASE DE TARIFICATION .....</b>	<b>6</b>
2.1	Balisage .....	7
2.2	Rationnels et principaux avantages de la proposition .....	10
2.3	Description exhaustive du traitement comptable proposé .....	13
<b>3</b>	<b>CONCLUSION .....</b>	<b>15</b>
3.1	Demandes d'autorisation .....	15

## **1 CONTEXTE**

### **1.1 TRAITEMENT ACTUEL DES COÛTS DU PGEÉ**

1 Depuis l'approbation du premier Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) par la Régie de  
2 l'énergie (la « Régie ») lors de la Cause tarifaire 2000<sup>1</sup>, Société en commandite Gaz Métro  
3 (« Gaz Métro ») comptabilise l'ensemble des coûts du PGEÉ comme des charges d'exploitation<sup>2</sup>.  
4 Les coûts du PGEÉ sont ainsi inclus au revenu requis et récupérés par les tarifs de distribution.  
5 Un compte de frais reportés (CFR) permet de capter les écarts entre les coûts budgétés et les  
6 coûts réels du PGEÉ. Ces écarts sont intégrés aux tarifs de distribution dans le dossier tarifaire  
7 suivant l'année où ils sont constatés. En conséquence, les écarts entre les budgets autorisés par  
8 la Régie et les coûts réels du PGEÉ sont neutralisés, c'est-à-dire qu'ils n'ont pas d'impact sur le  
9 trop-perçu ou le manque à gagner de Gaz Métro.

10 De surcroît, de manière à atténuer les impacts négatifs liés à la réduction des volumes distribués,  
11 ainsi que pour inciter Gaz Métro à atteindre les objectifs d'efficacité énergétique découlant des  
12 budgets approuvés par la Régie, le PGEÉ a été accompagné d'un incitatif à la performance  
13 permettant de bonifier le rendement des actionnaires en fonction de l'atteinte de certaines cibles.  
14 Ainsi, toutes choses étant égales d'ailleurs, l'atteinte des cibles permettait aux actionnaires  
15 d'obtenir un taux de rendement supérieur à celui autorisé par la Régie. Depuis la Cause tarifaire  
16 2013, la bonification annuelle maximale associée à l'efficacité énergétique est de 1 M\$<sup>3</sup>.

17 Le tableau suivant<sup>4</sup> présente les coûts budgétés du PGEÉ dans le cadre de la Cause tarifaire  
18 2018.

---

<sup>1</sup> D-2000-211.

<sup>2</sup> À noter que les coûts du PGEÉ ne sont pas inclus à l'enveloppe des dépenses d'exploitation comme définie dans le cadre de l'allégement réglementaire.

<sup>3</sup> D-2012-076, paragr. 194.

<sup>4</sup> Gaz Métro-13, Document 1, annexe B, tableau B-1.

	2017-2018	2018-2019	2019-2020
Aide financière	18 709 131	20 452 600	22 912 565
Développement & formation	46 739	-	-
Commercialisation	635 103	616 000	616 000
Suivi & évaluation	880 471	597 340	683 996
Administration	2 089 697	2 141 939	2 195 488
<b>Budget total</b>	<b>22 361 142</b>	<b>23 807 879</b>	<b>26 408 048</b>

## 1.2 ÉVOLUTION RÉCENTE DU CONTEXTE D'AFFAIRES

1 Tel qu'énoncé dans son *Mémoire sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques*  
2 *tarifaires*<sup>5</sup>, depuis ses débuts en 2000, le PGEÉ de Gaz Métro a mis en place des programmes  
3 encourageant ses clients à consommer moins et mieux l'énergie qu'elle distribue. Au fil des ans,  
4 Gaz Métro est ainsi devenue un chef de file en termes d'efficacité énergétique, autant en ce qui  
5 a trait aux réductions totales réalisées, que par la maximisation de l'impact de chaque dollar  
6 investi dans ses programmes.

7 Gaz Métro a réussi à atteindre, et même dépasser, l'objectif ambitieux de réduire la  
8 consommation de gaz naturel de 350 Mm<sup>3</sup> de la stratégie énergétique du Québec 2006-2015.  
9 Ceci a notamment été rendu possible parce que Gaz Métro reconnaît l'importance de s'impliquer  
10 dans les efforts environnementaux du Québec et parce qu'elle a su mettre à profit son expertise  
11 dans le domaine énergétique en travaillant conjointement avec les acteurs du marché et ses  
12 clients pour développer des programmes d'efficacité énergétique qui répondent à leurs besoins.

13 La performance de Gaz Métro avec ses programmes d'efficacité énergétique a déjà largement  
14 été documentée. D'ailleurs, le rapport *Portrait global de l'efficacité énergétique en entreprise au*  
15 *Québec*<sup>6</sup> publié par la Chaire de gestion du secteur de l'énergie, mentionne que les résultats  
16 obtenus pour le gaz naturel dépassent la cible fixée, essentiellement grâce aux programmes mis  
17 en place par Gaz Métro<sup>7</sup>.

---

<sup>5</sup> R-3972-2016, C-GM-0003, Gaz Métro-1, Document 1.

<sup>6</sup> *Portrait global de l'efficacité énergétique en entreprise au Québec*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, septembre 2016.

<sup>7</sup> Idem, page 23.

1 Ces actions et les résultats obtenus démontrent toute l'importance que Gaz Métro accorde à  
2 l'efficacité énergétique. Son rôle de distributeur en relation directe avec ses clients lui confère  
3 une responsabilité centrale dans l'implantation de mesures en efficacité énergétique, surtout dans  
4 un contexte où le Québec s'est doté d'objectifs ambitieux visant à réduire les émissions de gaz à  
5 effet de serre (GES) de 37,5 % d'ici 2030 par rapport aux émissions de 1990<sup>8</sup>.

6 L'implication et les résultats de Gaz Métro en efficacité énergétique ont été également  
7 encouragés par le cadre réglementaire. En permettant certains incitatifs pour le Distributeur et en  
8 s'assurant que, malgré les baisses de volumes associées à l'efficacité énergétique, la viabilité de  
9 Gaz Métro et la compétitivité des tarifs de la clientèle ne soient pas compromises, le cadre  
10 réglementaire a également favorisé la réalisation de ce succès en efficacité énergétique.

11 Bien que les nouvelles cibles en termes d'efficacité énergétique ne soient pas encore connues,  
12 les orientations de la Politique énergétique 2030 du Québec portent à croire qu'elles pourraient  
13 être encore plus ambitieuses, notamment en raison de la volonté exprimée par le gouvernement  
14 d'améliorer de 15 % l'efficacité avec laquelle l'énergie est utilisée<sup>9</sup>.

15 De surcroît, avec l'évolution des attentes clients, lesquels sont de plus en plus sensibles aux  
16 enjeux environnementaux et économiques, Gaz Métro se doit de considérer le PGEÉ comme un  
17 outil stratégique complémentaire aux programmes commerciaux (tel que le *Programme de rabais*  
18 *à la consommation – PRC*), puisqu'il favorise la satisfaction, le maintien et le développement de  
19 la clientèle à long terme.

20 Dans ce contexte réglementaire et de marché en évolution, Gaz Métro a analysé différentes  
21 avenues afin de maintenir et même d'accroître sa capacité à promouvoir l'efficacité énergétique  
22 auprès de sa clientèle, tout en minimisant le choc tarifaire à court et moyen termes pour les  
23 clients.

24 C'est dans cette perspective que Gaz Métro propose que les aides financières du PGEÉ soient  
25 considérées à titre d'actifs réglementaires inclus à la base de tarification à compter de la Cause  
26 tarifaire 2018, soit un traitement réglementaire similaire à celui accordé par la Régie à

---

<sup>8</sup> Cible de réduction de GES du Québec à l'horizon 2030.

<sup>9</sup> *Politique énergétique 2030, l'énergie des Québécois sources de croissance*, gouvernement du Québec, 2016, p.12.

1 Hydro-Québec et partagé par d'autres distributeurs d'énergie réglementés au Canada comme  
2 présenté à la section 2.1.

3 Par ailleurs, dans la mesure où la proposition était retenue par la Régie, Gaz Métro propose  
4 également d'abolir la bonification actuelle de rendement de 1 M\$ liée à l'atteinte des cibles  
5 annuelles d'efficacité énergétique. Gaz Métro n'exclut cependant pas l'option de réintroduire un  
6 incitatif lié à l'efficacité énergétique qui serait établi dans le cadre du prochain mécanisme incitatif  
7 à la performance.

8 Conséquemment, la proposition de Gaz Métro permettrait d'accroître la capacité du distributeur  
9 de promouvoir l'efficacité énergétique auprès de sa clientèle, tout en favorisant l'établissement  
10 de tarifs justes, raisonnables et cohérents avec le principe tarifaire d'équité intergénérationnelle,  
11 c'est-à-dire des tarifs qui permettent de récupérer les coûts engendrés par la bonne génération  
12 de client.

## **2 PROPOSITION DE RECONNAISSANCE DES AIDES FINANCIÈRES DU PGEÉ COMME ACTIFS RÉGLEMENTAIRES INCLUS À LA BASE DE TARIFICATION**

13 Gaz Métro propose que les aides financières du PGEÉ soient considérées à titre d'actifs  
14 réglementaires inclus à la base de tarification à partir de la Cause tarifaire 2018. Ceci implique  
15 que ces aides financières ne seront plus financées à partir des tarifs de distribution, mais sous  
16 forme d'investissements intégrés à la base de tarification comme les autres actifs réglementaires.

17 Les autres coûts du PGEÉ, soit ceux relatifs au développement et à la formation, à la  
18 commercialisation, aux suivis et évaluations, à l'administration des programmes et aux études et  
19 recherches continueraient à être traités comme des charges d'exploitation.

20 En définitive, le traitement comptable des aides financières du PGEÉ serait similaire à celui des  
21 programmes commerciaux PRC et PRRC, en étant inclus à la base de tarification et amortis sur  
22 une période de 10 ans débutant le 1<sup>er</sup> octobre de l'année financière suivant celle où les coûts ont  
23 été encourus. Le choix de la période d'amortissement de 10 ans est expliqué à la section 2.3.

## **2.1 BALISAGE**

1 Sans procéder à un balisage exhaustif, Gaz Métro a identifié des utilités publiques canadiennes  
2 œuvrant dans le secteur de l'énergie qui comptabilisent l'ensemble ou une part des dépenses  
3 liées à leur plan d'efficacité énergétique comme actifs réglementaires, notamment  
4 Hydro-Québec, Fortis BC Energy et BC Hydro.

5 Les paragraphes suivants résument l'approche appliquée par ces utilités et soulignent les  
6 principales décisions des régulateurs concernés en regard de l'évolution du traitement comptable  
7 des coûts liés à leur plan en efficacité énergétique.

8 Dès la mise en place de son premier PGEÉ en 2002, Hydro-Québec s'est vu autoriser par la  
9 Régie de capitaliser l'ensemble des coûts reliés à son PGEÉ au moyen d'un CFR<sup>10</sup>. Ainsi, de  
10 2002 à 2005, tous les coûts du PGEÉ d'Hydro-Québec ont été comptabilisés dans un CFR intégré  
11 à la base de tarification et amortis dans les tarifs linéairement sur cinq ans. Des frais financiers y  
12 étaient alors capitalisés au taux de rendement de la base de tarification.

13 De plus, Gaz Métro note que les décisions ayant mené la Régie à autoriser la capitalisation des  
14 coûts du PGEÉ d'Hydro-Québec reposent notamment sur le respect du principe tarifaire d'équité  
15 intergénérationnelle.

*« La Régie considère approprié l'utilisation d'un compte de frais reportés si elle permet d'attribuer des charges aux clients qui profitent des bénéfices de la mise en place d'un programme réglementé. La Régie est donc favorable à l'établissement d'un compte de frais reportés pour l'étude du plan global en efficacité énergétique du distributeur. »<sup>11</sup>*

*« [...] Or, la Régie souligne que la raison pour laquelle elle a autorisé la création d'un compte de frais reportés réside principalement dans la nécessité d'assurer l'équité intergénérationnelle. Il ne s'agit là que d'un traitement réglementaire particulier des dépenses du PGEÉ. »<sup>12</sup>*

*« Par ailleurs, le recours à un compte de frais reportés constitue une pratique usuelle dans le cadre de programmes dont les bénéfices s'étendent sur un terme pluriannuel. [...] »<sup>13</sup>*

---

<sup>10</sup> D-2002-25, p.11 et 12; D-2003-110, p.10 et 11.

<sup>11</sup> D-2002-25, p.11.

<sup>12</sup> D-2003-110, p.10.

<sup>13</sup> D-2003-110, p.10.

1 À partir de 2006, à la suite d'une demande d'Hydro-Québec, la Régie a autorisé une modification  
2 de la période d'amortissement, en la faisant passer de 5 à 10 ans, dans la mesure où la période  
3 d'amortissement respecte les principes évoqués de l'appariement et de la prudence.

4 « La Régie juge qu'une période d'amortissement de 10 ans est appropriée puisqu'elle respecte les  
5 principes évoqués de l'appariement et de la prudence. Elle fixe à 10 ans, pour les dépenses  
6 encourues à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2006, la période d'amortissement des dépenses du compte de  
7 frais reportés du PGEÉ. »<sup>14</sup>

8 Dans le processus du passage d'Hydro-Québec aux Normes internationales d'information  
9 financières (IFRS) en 2012, le distributeur a demandé à la Régie de continuer à traiter les aides  
10 financières du PGEÉ comme une immobilisation incorporelle, puisque les IFRS n'abordent pas  
11 les pratiques comptables réglementaires. Toutefois, certains coûts du PGEÉ ne pouvaient se  
12 qualifier comme une immobilisation incorporelle selon les IFRS, soit les coûts des activités et  
13 programmes de recherche, de commercialisation, de publicité, de promotion et d'administration  
14 générale. Dans ce contexte, Hydro-Québec a proposé que ces coûts soient traités comme des  
15 charges d'exploitation et recouverts dans les revenus requis de l'année plutôt que d'être  
16 comptabilisés à titre de frais reportés et amortis sur 10 ans. La Régie a retenu l'approche  
17 proposée d'Hydro-Québec selon laquelle les aides financières du PGEÉ se qualifiaient comme  
18 une immobilisation incorporelle selon la norme IAS 38.

19 « [67] La Régie retient l'opinion des auditeurs indépendants d'Hydro-Québec selon laquelle  
20 certains coûts du PGEÉ se qualifient comme une immobilisation incorporelle selon la norme IAS  
21 38. Ainsi, les coûts du PGEÉ, à l'exception des coûts de la présente demande, répondent à la  
22 définition d'une immobilisation incorporelle en vertu des trois critères de l'IAS 38[...]. »<sup>15</sup>

23 Plus récemment en 2015 avec le passage d'Hydro-Québec aux principes comptables  
24 généralement reconnus des États-Unis (US GAAP), Hydro-Québec a demandé à la Régie de  
25 reconnaître les coûts du PGEÉ jusqu'à présent capitalisables, soit les aides financières, ainsi que  
26 les coûts futurs de même nature comme actifs réglementaires et de continuer de les amortir sur  
27 10 ans.

28 « [40] Selon le témoin expert de l'AQCIE-CIFQ « il est souhaitable de maintenir la capitalisation  
29 des coûts actuellement capitalisables du PGEÉ et leur amortissement sur 10 ans. »<sup>16</sup>

---

<sup>14</sup> D-2006-56, p.10-11.

<sup>15</sup> D-2012-021

<sup>16</sup> D-2015-189.



1 « [41] Questionné en audience, le témoin expert a expliqué que selon la culture comptable  
2 canadienne et britannique, ces coûts sont habituellement comptabilisés à titre d'actif incorporel. Du  
3 point de vue théorique, le témoin expert de l'AQCIE-CIFQ considère qu'il y a lieu de traiter les coûts  
4 reliés au PGEÉ à titre d'actif incorporel et de les amortir sur une période qui correspond à celle  
5 durant laquelle ces actifs génèreront des avantages économiques futurs[...]. »<sup>17</sup>

6 La Régie a reconnu les coûts du PGEÉ, jusqu'à présent capitalisables, ainsi que leurs coûts  
7 futurs, à titre d'actifs réglementaires et maintenu la période d'amortissement de ces actifs sur  
8 10 ans.

9 « [49] La Régie juge opportun de maintenir la pratique actuelle visant à capitaliser certains coûts  
10 reliés au PGEÉ, incluant ceux des programmes et activités du BEIÉ, puisqu'elle considère que ces  
11 actifs génèrent des avantages économiques futurs[...]. »<sup>18</sup>

12 « [50] Pour ces motifs, la Régie reconnaît les coûts du PGEÉ et ceux des programmes et  
13 activités du BEIÉ, jusqu'à présent capitalisables, ainsi que leurs coûts futurs, à titre d'actifs  
14 réglementaires à compter de la date de mise en application précisée à la section 9 de la  
15 présente décision et maintient la période d'amortissement de ces actifs sur 10 ans. »<sup>19</sup>

16 « [51] La Régie approuve la demande du Distributeur de maintenir la comptabilisation aux  
17 charges d'exploitation des coûts non capitalisables du PGEÉ, à savoir les coûts des  
18 activités et programmes de recherche, de commercialisation, de publicité, de promotion et  
19 d'administration générale, ainsi que ceux des programmes et activités du BEIÉ. »<sup>20</sup>

20 Pour ce qui est de Fortis BC Energy et de BC Hydro, en accord avec les lignes directrices de la  
21 *British Columbia Utilities Commission (BCUC)*, les deux utilités capitalisent actuellement comme  
22 actifs réglementaires l'ensemble des dépenses liées à leur PGEÉ, pour ensuite les amortir sur  
23 une période de 10 ans pour Fortis BC Energy<sup>21</sup> et de 15 ans pour BC Hydro<sup>22</sup>.

24 Bien que les lignes directrices du régulateur permettent de capitaliser comme actifs  
25 réglementaires les dépenses du PGEÉ depuis 1995<sup>23</sup>, la mise en place d'initiatives  
26 gouvernementales, notamment le *Clean Energy Act*<sup>24</sup>, a remis en avant plan le traitement

---

<sup>17</sup> D-2015-189.

<sup>18</sup> Idem.

<sup>19</sup> Idem.

<sup>20</sup> Idem.

<sup>21</sup> BCUC Order G-44-12, p.151.

<sup>22</sup> BCUC Order G-77-12A, p.4.

<sup>23</sup> BCUC Order G-55-95.

<sup>24</sup> <http://www2.gov.bc.ca/gov/content/environment/climate-change/policy-legislation-programs/climate-action-legislation#CEA>

1 comptable des dépenses du PGEÉ, puisque le régulateur voulait s'assurer, entre autres, que le  
2 traitement permettait d'aligner les intérêts des utilités publiques de la province avec les objectifs  
3 du gouvernement.

4 Dans ce contexte, beaucoup de questions ont été posées par le régulateur à Fortis BC Energy  
5 de 2008 à 2012<sup>25</sup>. Le régulateur a pris acte des arguments de Fortis BC Energy, lesquels mettent  
6 de l'avant l'équité intergénérationnelle, le rendement juste et équivalent aux autres  
7 investissements de l'entreprise, ainsi que la stabilité des tarifs, et a autorisé de poursuivre le  
8 traitement comptable permettant de capitaliser les dépenses du PGEÉ comme actif  
9 réglementaire :

10 « The Commission Panel is of the view that section 60(i)(b)(ii) of the UCA, which requires that the  
11 utility receive a fair and reasonable return on any expenditure made to reduce energy demand, is  
12 satisfied as long as the carrying cost for any such expenditure is the utility's WACC. The length of  
13 the amortization period should be determined based on criteria such as rate impact and matching  
14 the benefits of EEC with the costs.

15 The Panel is prepared to accept the requested amortization period of 10 years at this time, primarily  
16 on the basis of rate impact concerns. »<sup>26</sup>

## **2.2 RATIONNELS ET PRINCIPAUX AVANTAGES DE LA PROPOSITION**

17 En plus d'assurer une cohérence et une uniformité du traitement réglementaire des coûts du  
18 PGEÉ de Gaz Métro avec ceux d'Hydro-Québec, la proposition de Gaz Métro vise également  
19 quatre objectifs complémentaires. Ces objectifs sont :

- 20 • l'établissement de tarifs justes, raisonnables et cohérents avec le principe d'équité  
21 intergénérationnelle;
- 22 • le soutien à la croissance anticipée des efforts requis en efficacité énergétique;
- 23 • un traitement réglementaire cohérent avec les autres programmes générant des  
24 avantages économiques à long terme pour la clientèle; et
- 25 • le maintien d'une situation concurrentielle favorable au développement.

---

<sup>25</sup> Fortis BC Energy Inc (FEI) 2012-2013 RRA Proceeding, BCUC IR 1.193.3, 1.193.4; Fortis BC Energy Inc (FEI) Application for Approval of a Multi-Year Performance Based Ratemaking Plan for 2014 through 2018 Proceeding, BCUC IR 1.213.1, 1.213.2.

<sup>26</sup> BCUC Order G-138-12, p.279.

1 Tout d'abord, la proposition favoriserait à la fois l'établissement de tarifs justes et raisonnables et  
2 la cohérence avec le principe tarifaire de base d'équité intergénérationnelle<sup>27</sup>, c'est-à-dire des  
3 tarifs qui permettent de récupérer les coûts engendrés par la bonne génération de client. En effet,  
4 selon la méthode en vigueur, laquelle considère les aides financières du PGEÉ comme charges  
5 d'exploitation, les clients actuels paient pour les bénéfices futurs que toucheront certains clients  
6 pendant plusieurs années. Comme discuté à la section 2.3, les aides financières du PGEÉ  
7 devraient être amorties notamment en fonction de la durée de vie utile pondérée des mesures du  
8 PGEÉ, de manière à rapprocher les coûts des bénéfices générés par les mesures d'économie  
9 d'énergie que recevront les clients participants pendant plusieurs années. Comme démontré dans  
10 la section 2.1, Hydro-Québec s'est vu autoriser par la Régie de capitaliser les coûts reliés à son  
11 PGEÉ au moyen d'un CFR et ce, dès 2002, afin d'assurer l'équité intergénérationnelle.

12 Ensuite, l'inclusion des aides financières à la base de tarification et leur amortissement sur  
13 plusieurs années constituent l'approche la plus logique et adéquate pour permettre à Gaz Métro  
14 d'accroître ses efforts en efficacité énergétique. Cette approche permet à Gaz Métro de financer  
15 ses investissements en efficacité énergétique selon la même structure financière que celle utilisée  
16 pour financer les infrastructures traditionnelles du réseau pour tenir compte de la croissance de  
17 la demande. Ainsi, pour des raisons de cohérence, il devient nécessaire que les investissements  
18 en efficacité énergétique, lesquels peuvent retarder des investissements dans les infrastructures  
19 traditionnelles, soient rémunérés au taux du coût moyen pondéré du capital. De plus, comme  
20 l'efficacité et l'efficience du PGEÉ sont assurées par les mécanismes réglementaires  
21 actuellement en place (tests de rentabilité, évaluation des programmes, suivis aux causes  
22 tarifaires, etc.), les bénéfices pour la société induits par les mesures d'efficacité énergétique,  
23 notamment en termes de réduction des GES, se doivent d'être considérés dans les décisions  
24 d'investissement.

25 De surcroît, les aides financières du PGEÉ de Gaz Métro s'apparentent à un actif, en ce sens  
26 qu'ils permettent de générer des avantages économiques futurs à plusieurs égards. D'une part,  
27 les programmes, mesures et interventions inclus au PGEÉ de Gaz Métro doivent générer une  
28 rentabilité positive du test du coût total en ressource (TCTR), ce qui indique qu'il est  
29 économiquement rentable pour la société de s'engager à long terme dans le PGEÉ. De plus, de  
30 manière à répondre à l'évolution des attentes clients, lesquels sont de plus en plus sensibles aux

---

<sup>27</sup> Bonbright, Danielson and Kamerschen, 1988, Principles of Public Utility Rates, p.383.

1 enjeux environnementaux et économiques, Gaz Métro considère que le PGEÉ permet de  
2 compléter les programmes commerciaux existants en favorisant la satisfaction, le maintien  
3 et le développement de la clientèle à long terme.

4 Enfin, la proposition de reconnaissance des aides financières comme actifs réglementaires  
5 permettrait d'induire une baisse tarifaire importante pour la clientèle en 2018 et pour les années  
6 suivantes par rapport à la méthode actuelle. De plus, toutes choses étant égales d'ailleurs, les  
7 tarifs ne reviendraient à leur niveau actuel qu'à partir de 2026. En résumé, la proposition  
8 permettrait une baisse tarifaire significative en 2018, ainsi qu'une croissance plus lisse des tarifs  
9 par la suite, ce qui favorise la stabilité et la prévisibilité des tarifs, deux principes tarifaires de  
10 base<sup>28</sup>. De surcroît, la proposition contribuerait également au maintien de la position  
11 concurrentielle favorable du gaz naturel à court et moyen termes, aidant au raccordement de  
12 nouveaux clients et au déplacement des énergies plus polluantes comme le mazout, alors que  
13 les prix des produits pétroliers demeurent relativement faibles.

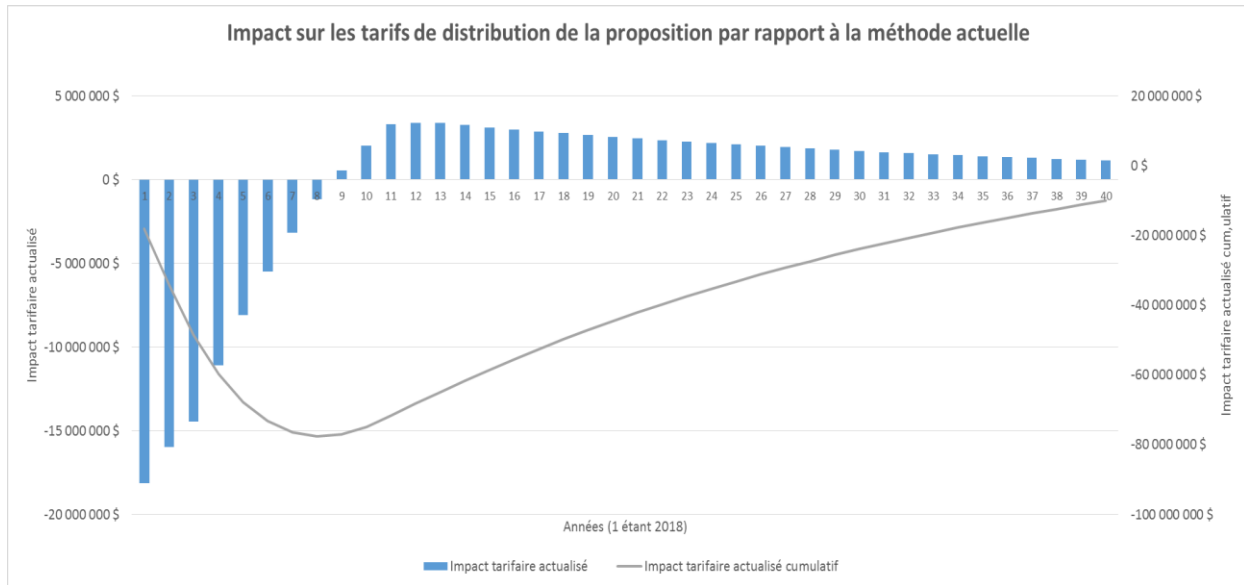
14 La figure 1 suivante présente les résultats de la simulation tarifaire de la proposition de Gaz Métro  
15 par rapport à la méthode actuelle. Pour les exercices 2018 à 2020, les prévisions d'aide financière  
16 de la Cause tarifaire 2018 ont été utilisées<sup>29</sup>, soit respectivement 18,7 M\$, 20,5 M\$ et 22,9 M\$,  
17 alors qu'un taux de croissance des aides financières de 1 % a été appliqué pour les années  
18 subséquentes (années 4 à 40) aux fins de la simulation. La période d'amortissement proposée  
19 est de 10 ans (voir section 2.3). À noter que l'annexe 1 présente sous forme de tableaux les  
20 résultats des calculs liés à la simulation.

---

<sup>28</sup> Bonbright, Danielson and Kamerschen, 1988, Principles of Public Utility Rates, p.383.

<sup>29</sup> Gaz Métro-13, Document 1, annexe B, tableau B-1.

**Figure 1**



1 Les principaux constats de la simulation tarifaire sont les suivants :

- 2
- une baisse tarifaire en distribution de 3,6 % en 2018;
  - des tarifs de distribution plus faibles qu'actuellement jusqu'en 2026, soit au cours des neuf  
3 prochaines années;
  - une baisse tarifaire cumulative actualisée de 10,1 M\$ après 40 ans, ce qui implique que  
4 même sur une période de 40 ans, le gain net sera encore à l'avantage des clients.
- 5  
6

7 En résumé, comme le démontre la figure 1, l'intégration des aides financières du PGEÉ à partir  
8 de 2018 générerait une baisse tarifaire immédiate de plus de 19 M\$, soit 3,6 %. Par la suite, l'effet  
9 s'estomperait annuellement pour atteindre le point de bascule après neuf ans. Cependant,  
10 comme le démontre la courbe, l'avantage cumulatif actualisé demeurerait à l'avantage des clients  
11 à très long terme.

### 2.3 DESCRIPTION EXHAUSTIVE DU TRAITEMENT COMPTABLE PROPOSÉ

12 La proposition de Gaz Métro consiste à modifier seulement le traitement comptable des aides  
13 financières du PGEÉ à partir de la Cause tarifaire 2018. Gaz Métro propose que les aides  
14 financières liées au PGEÉ soient considérées à titre d'actifs réglementaires inclus à la base de

1 tarification et rémunérées au taux du coût moyen pondéré du capital. Les autres coûts, soit ceux  
2 de développement, de formation, de commercialisation, de recherche, d'administration, ainsi que  
3 de suivi et d'évaluation, continueraient à être comptabilisés comme charges d'exploitation. Le  
4 traitement comptable des aides financières du PGEÉ serait similaire à celui des programmes  
5 commerciaux PRC et PRRC en étant inclus à la base de tarification et amortis sur une période  
6 de 10 ans débutant le 1<sup>er</sup> octobre de l'année financière suivant celle où les coûts ont été encourus.

7 Tout comme Hydro-Québec, la période d'amortissement proposée par Gaz Métro est de 10 ans  
8 et est basée en tenant compte de deux principes, soit ceux de l'appariement, qui prescrit à amortir  
9 les investissements du PGEÉ sur une période équivalente à celle pour laquelle les bénéfices des  
10 mesures d'économie d'énergie sont anticipés, et de la prudence, qui prend en considération le  
11 degré d'incertitude associé à l'anticipation des bénéfices.

12 La durée de vie moyenne pondérée des mesures du PGEÉ est de 18 ans. Sur la base du principe  
13 de l'appariement, Gaz Métro devrait donc amortir les aides financières sur cette période.  
14 Cependant, sur la base du principe de la prudence reliée entre autres à l'incertitude associée aux  
15 économies d'énergie à plus long terme et à l'évolution de la réglementation en la matière,  
16 Gaz Métro propose de réduire la période d'amortissement à 10 ans.

17 De plus, Gaz Métro propose de continuer à capter les écarts entre les coûts budgétés et les coûts  
18 réels du PGEÉ à partir du CFR existant, et ce, autant pour les aides financières que pour les  
19 autres coûts. Ce traitement assure à Gaz Métro de la flexibilité opérationnelle, en permettant par  
20 exemple de donner de l'aide financière à un bon projet qui se présente en fin d'exercice, alors  
21 que le budget annuel autorisé est déjà atteint. À ce propos, il est à noter que l'efficacité des coûts  
22 du PGEÉ est assurée par les mécanismes réglementaires actuellement en place, notamment les  
23 tests de rentabilité. De plus, Gaz Métro propose de maintenir la limite de dépassement budgétaire  
24 de 10 % par marché et au global (aides financières + dépenses d'exploitation)<sup>30</sup>.

25 Enfin, dans la mesure où la proposition serait retenue par la Régie, Gaz Métro propose d'abolir  
26 la bonification actuelle de 1 M\$ liée à l'atteinte des cibles annuelles d'efficacité énergétique.  
27 Gaz Métro n'exclut cependant pas l'option de réintroduire un incitatif lié à l'efficacité énergétique  
28 qui serait établie dans le cadre d'un mécanisme incitatif à la performance.

---

<sup>30</sup> D-2013-106, paragr. 447.

### **3 CONCLUSION**

1 Gaz Métro propose que les aides financières liées au PGEÉ soient considérées à titre d'actifs  
2 réglementaires inclus à la base de tarification à partir du dossier tarifaire 2018. Les autres coûts  
3 relatifs au PGEÉ continueraient à être comptabilisés comme charges d'exploitation. Selon  
4 Gaz Métro, en plus d'assurer une cohérence et une uniformité du traitement réglementaire avec  
5 Hydro-Québec, ce traitement permettrait l'établissement de tarifs justes, raisonnables et  
6 cohérents avec le principe d'équité intergénérationnelle, la croissance anticipée des efforts requis  
7 en efficacité énergétique par Gaz Métro, un traitement réglementaire cohérent avec les autres  
8 programmes générant des avantages économiques à long terme pour la clientèle et le maintien  
9 d'une situation concurrentielle favorable au développement de l'entreprise.

#### **3.1 DEMANDES D'AUTORISATION**

**Gaz Métro demande donc à la Régie de :**

- **reconnaître les aides financières liées au PGEÉ à titre d'actifs réglementaires inclus à la base de tarification et rémunérées au taux du coût moyen pondéré du capital à partir du dossier tarifaire 2018;**
- **autoriser que les aides financières incluses à la base de tarification soient amorties sur une période de 10 ans débutant le 1<sup>er</sup> octobre de l'année financière suivant celle où les coûts ont été encourus; et**
- **abolir la bonification actuelle de 1 M\$ liée à l'atteinte des cibles annuelles d'efficacité énergétique dans la mesure où ces propositions sont retenues par la Régie.**





## Société en commandite Gaz Métro Cause tarifaire 2018, R-3987-2016

### CALCULS DE L'IMPACT TARIFAIRE (par rapport à la situation actuelle)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Base tarifaire</b>													
Solde au début	-	18 709 131	37 290 818	56 287 210	73 221 470	88 072 979	100 820 908	111 444 221	119 921 673	126 231 804	130 352 943	132 263 197	133 811 373
Additions	18 709 131	20 452 600	22 912 565	23 141 690	23 373 107	23 606 838	23 842 907	24 081 336	24 322 149	24 565 370	24 811 024	25 059 134	25 309 726
Amortissement	-	(1 870 913)	(3 916 173)	(6 207 430)	(8 521 599)	(10 858 909)	(13 219 593)	(15 603 884)	(18 012 017)	(20 444 232)	(22 900 769)	(23 510 959)	(23 971 612)
Solde à la fin	18 709 131	37 290 818	56 287 210	73 221 470	88 072 979	100 820 908	111 444 221	119 921 673	126 231 804	130 352 943	132 263 197	133 811 373	135 149 487
Moyenne 13 soldes	9 354 566	27 999 975	46 789 014	64 754 340	80 647 224	94 446 943	106 132 564	115 682 947	123 076 739	128 292 373	131 308 070	133 037 285	134 480 430
<b>Coût de service (revenu requis)</b>													
OPEX	(18 709 131)	(20 452 600)	(22 912 565)	(23 141 690)	(23 373 107)	(23 606 838)	(23 842 907)	(24 081 336)	(24 322 149)	(24 565 370)	(24 811 024)	(25 059 134)	(25 309 726)
Bonification	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)
Amort.	-	1 870 913	3 916 173	6 207 430	8 521 599	10 858 909	13 219 593	15 603 884	18 012 017	20 444 232	22 900 769	23 510 959	23 971 612
Impôt	129 337	387 130	646 909	895 299	1 115 035	1 305 831	1 467 398	1 599 442	1 701 669	1 773 781	1 815 477	1 839 385	1 859 338
Rendement financier sur la base de tarification (dette et équité)	493 921	1 478 399	2 470 460	3 419 029	4 258 173	4 986 799	5 603 799	6 108 060	6 498 452	6 773 837	6 933 066	7 024 369	7 100 567
Revenu requis projet (contribution tarifaire)	(19 085 873)	(17 716 158)	(16 879 023)	(13 619 932)	(10 478 300)	(7 455 299)	(4 552 116)	(1 769 950)	889 990	3 426 480	5 838 288	6 315 578	6 621 791
Différentiel A/A	(19 085 873)	1 369 715	837 136	3 259 090	3 141 633	3 023 001	2 903 183	2 782 166	2 659 940	2 536 491	2 411 807	477 290	306 213
Revenu requis en Distribution (RR à la CT 2017 = 532 104 000 \$)	513 018 127	514 387 842	515 224 977	518 484 068	521 625 700	524 648 701	527 551 884	530 334 050	532 993 990	535 530 480	537 942 288	538 419 578	538 725 791
Impact sur tarif D	-3,59%	0,27%	0,16%	0,63%	0,60%	0,58%	0,55%	0,52%	0,50%	0,47%	0,45%	0,09%	0,06%
Indice tarifaire	96,41%	96,67%	96,83%	97,44%	98,02%	98,59%	99,13%	99,65%	100,15%	100,62%	101,07%	101,16%	101,22%
Impact cumulatif sur tarif D	-3,59%	-3,33%	-3,17%	-2,56%	-1,98%	-1,41%	-0,87%	-0,35%	0,15%	0,62%	1,07%	1,16%	1,22%

### CALCULS EN VALEUR ACTUALISÉE (avec le taux du coût du capital prospectif)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Impact tarifaire actualisé	(18 128 679)	(15 983 717)	(14 464 708)	(11 086 423)	(8 101 425)	(5 475 071)	(3 175 354)	(1 172 719)	560 108	2 048 281	3 314 980	3 406 141	3 392 181
Impact tarifaire actualisé cumulatif	(18 128 679)	(34 112 397)	(48 577 104)	(59 663 527)	(67 764 953)	(73 240 024)	(76 415 378)	(77 588 097)	(77 027 989)	(74 979 708)	(71 664 729)	(68 258 588)	(64 866 407)

## Société en commandite Gaz Métro Cause tarifaire 2018, R-3987-2016

### CALCULS DE L'IMPACT TARIFAIRE (par rapport à la situation actuelle)

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
<b>Base tarifaire</b>																
Solde au début	135 149 487	136 500 982	137 865 992	139 244 652	140 637 098	142 043 469	143 463 904	144 898 543	146 347 528	147 811 003	149 289 114	150 782 005	152 289 825	153 812 723	155 350 850	156 904 359
Additions	25 562 823	25 818 451	26 076 636	26 337 402	26 600 776	26 866 784	27 135 452	27 406 806	27 680 874	27 957 683	28 237 260	28 519 632	28 804 829	29 092 877	29 383 806	29 677 644
Amortissement	(24 211 328)	(24 453 441)	(24 697 976)	(24 944 956)	(25 194 405)	(25 446 349)	(25 700 813)	(25 957 821)	(26 217 399)	(26 479 573)	(26 744 369)	(27 011 812)	(27 281 931)	(27 554 750)	(27 830 297)	(28 108 600)
Solde à la fin	136 500 982	137 865 992	139 244 652	140 637 098	142 043 469	143 463 904	144 898 543	146 347 528	147 811 003	149 289 114	150 782 005	152 289 825	153 812 723	155 350 850	156 904 359	158 473 402
Moyenne 13 soldes	135 825 234	137 183 487	138 555 322	139 940 875	141 340 284	142 753 686	144 181 223	145 623 036	147 079 266	148 550 059	150 035 559	151 535 915	153 051 274	154 581 787	156 127 604	157 688 880
<b>Coût de service (revenu requis)</b>																
OPEX	(25 562 823)	(25 818 451)	(26 076 636)	(26 337 402)	(26 600 776)	(26 866 784)	(27 135 452)	(27 406 806)	(27 680 874)	(27 957 683)	(28 237 260)	(28 519 632)	(28 804 829)	(29 092 877)	(29 383 806)	(29 677 644)
Bonification	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)
Amort.	24 211 328	24 453 441	24 697 976	24 944 956	25 194 405	25 446 349	25 700 813	25 957 821	26 217 399	26 479 573	26 744 369	27 011 812	27 281 931	27 554 750	27 830 297	28 108 600
Impôt	1 877 931	1 896 711	1 915 678	1 934 834	1 954 183	1 973 725	1 993 462	2 013 396	2 033 530	2 053 866	2 074 404	2 095 148	2 116 100	2 137 261	2 158 634	2 180 220
Rendement financier sur la base de tarification (dette et équité)	7 171 572	7 243 288	7 315 721	7 388 878	7 462 767	7 537 395	7 612 769	7 688 896	7 765 785	7 843 443	7 921 878	8 001 096	8 081 107	8 161 918	8 243 538	8 325 973
Revenu requis projet (contribution tarifaire)	6 698 009	6 774 989	6 852 739	6 931 266	7 010 579	7 090 685	7 171 591	7 253 307	7 335 840	7 419 199	7 503 391	7 588 425	7 674 309	7 761 052	7 848 663	7 937 149
Différentiel A/A	76 218	76 980	77 750	78 527	79 313	80 106	80 907	81 716	82 533	83 358	84 192	85 034	85 884	86 743	87 611	88 487
Revenu requis en Distribution (RR à la CT 2017 = 532 104 000 \$)	538 802 009	538 878 989	538 956 739	539 035 266	539 114 579	539 194 685	539 275 591	539 357 307	539 439 840	539 523 199	539 607 391	539 692 425	539 778 309	539 865 052	539 952 663	540 041 149
Impact sur tarif D	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%
Indice tarifaire	101,23%	101,25%	101,26%	101,28%	101,29%	101,31%	101,32%	101,34%	101,35%	101,37%	101,39%	101,40%	101,42%	101,43%	101,45%	101,47%
Impact cumulatif sur tarif D	1,23%	1,25%	1,26%	1,28%	1,29%	1,31%	1,32%	1,34%	1,35%	1,37%	1,39%	1,40%	1,42%	1,43%	1,45%	1,47%

### CALCULS EN VALEUR ACTUALISÉE (avec le taux du coût du capital prospectif)

	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Impact tarifaire actualisé	3 259 143	3 131 269	3 008 362	2 890 232	2 776 695	2 667 574	2 562 701	2 461 913	2 365 051	2 271 966	2 182 511	2 096 548	2 013 940	1 934 559	1 858 280	1 784 983
Impact tarifaire actualisé cumulatif	(61 607 264)	(58 475 994)	(55 467 632)	(52 577 400)	(49 800 705)	(47 133 131)	(44 570 430)	(42 108 517)	(39 743 465)	(37 471 499)	(35 288 988)	(33 192 440)	(31 178 500)	(29 243 942)	(27 385 662)	(25 600 679)

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Cause tarifaire 2018, R-3987-2016**

**CALCULS DE L'IMPACT TARIFAIRE (par rapport à la situation actuelle)**

	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
<b>Base tarifaire</b>											
Solde au début	158 473 402	160 058 136	161 658 718	163 275 305	164 908 058	166 557 138	168 222 710	169 904 937	171 603 986	173 320 026	175 053 226
Additions	29 974 420	30 274 165	30 576 906	30 882 675	31 191 502	31 503 417	31 818 451	32 136 636	32 458 002	32 782 582	33 110 408
Amortissement	(28 389 686)	(28 673 583)	(28 960 319)	(29 249 922)	(29 542 421)	(29 837 846)	(30 136 224)	(30 437 586)	(30 741 962)	(31 049 382)	(31 359 876)
Solde à la fin	160 058 136	161 658 718	163 275 305	164 908 058	166 557 138	168 222 710	169 904 937	171 603 986	173 320 026	175 053 226	176 803 759
Moyenne 13 soldes	159 265 769	160 858 427	162 467 011	164 091 681	165 732 598	167 389 924	169 063 823	170 754 462	172 462 006	174 186 626	175 928 493
<b>Coût de service (revenu requis)</b>											
OPEX	(29 974 420)	(30 274 165)	(30 576 906)	(30 882 675)	(31 191 502)	(31 503 417)	(31 818 451)	(32 136 636)	(32 458 002)	(32 782 582)	(33 110 408)
Bonification	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)	(1 000 000)
Amort.	28 389 686	28 673 583	28 960 319	29 249 922	29 542 421	29 837 846	30 136 224	30 437 586	30 741 962	31 049 382	31 359 876
Impôt	2 202 022	2 224 042	2 246 283	2 268 746	2 291 433	2 314 347	2 337 491	2 360 866	2 384 474	2 408 319	2 432 402
Rendement financier sur la base de tarification (dette et équité)	8 409 233	8 493 325	8 578 258	8 664 041	8 750 681	8 838 188	8 926 570	9 015 836	9 105 994	9 197 054	9 289 024
Revenu requis projet (contribution tarifaire)	8 026 521	8 116 786	8 207 954	8 300 033	8 393 034	8 486 964	8 581 834	8 677 652	8 774 428	8 872 173	8 970 894
Différentiel A/A	89 371	90 265	91 168	92 080	93 000	93 930	94 870	95 818	96 777	97 744	98 722
Revenu requis en Distribution (RR à la CT 2017 = 532 104 000 \$)	540 130 521	540 220 786	540 311 954	540 404 033	540 497 034	540 590 964	540 685 834	540 781 652	540 878 428	540 976 173	541 074 894
Impact sur tarif D	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%
Indice tarifaire	101,48%	101,50%	101,52%	101,53%	101,55%	101,57%	101,59%	101,61%	101,62%	101,64%	101,66%
Impact cumulatif sur tarif D	1,48%	1,50%	1,52%	1,53%	1,55%	1,57%	1,59%	1,61%	1,62%	1,64%	1,66%

**CALCULS EN VALEUR ACTUALISÉE (avec le taux du coût du capital prospectif)**

	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Impact tarifaire actualisé	1 714 553	1 646 880	1 581 856	1 519 378	1 459 349	1 401 673	1 346 259	1 293 019	1 241 868	1 192 726	1 145 515
Impact tarifaire actualisé cumulatif	(23 886 125)	(22 239 245)	(20 657 390)	(19 138 011)	(17 678 662)	(16 276 989)	(14 930 731)	(13 637 712)	(12 395 844)	(11 203 117)	(10 057 603)