

**ANALYSE DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2015 DE GAZIFÈRE**

**Préparée dans le cadre du dossier  
R-3884-2014 Phase 3  
de la Régie de l'énergie du Québec**

**Par  
Antoine Gosselin, économiste**

**Pour  
Fédération canadienne de l'entreprise indépendante**

**Montréal, le 2 octobre 2014**

## Table des matières

<b>1. INTRODUCTION .....</b>	<b>3</b>
<b>2. LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2016.....</b>	<b>3</b>
<b>3. LA RENTABILITÉ DU DÉVELOPPEMENT RÉSIDENTIEL .....</b>	<b>5</b>
<b>4. LA STRATÉGIE TARIFAIRE .....</b>	<b>9</b>
<b>5. LA STRATÉGIE D'ACHAT DES DROITS D'ÉMISSIONS DE GES .....</b>	<b>9</b>
<b>6. SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>18</b>

## 1. INTRODUCTION

L'analyse de la preuve de Gazifère et des réponses aux demandes de renseignements amène la FCEI à se prononcer sur quatre enjeux du présent dossier :

- le plan d'approvisionnement 2016 ;
- la stratégie tarifaire ;
- la rentabilité du développement résidentiel ;
- la stratégie d'achat des droits d'émission dans le cadre du SPEDE.

## 2. LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2016

En lien avec la présentation de son plan d'approvisionnement, Gazifère a déposé une lettre d'Enbridge concernant les risques associés aux approvisionnements pour 2016 en lien avec le projet Énergie-Est. Cette preuve a suscité plusieurs questions relatives à la sécurité des approvisionnements.

La FCEI est préoccupée par la situation de l'approvisionnement pour 2016. En premier lieu, elle s'inquiète que les clients captifs du service de transport du distributeur ne fassent les frais d'une permissivité excessive de Enbridge et Gazifère face au retour de clients en service de transport ou au service continu. Elle note une incohérence dans les réponses données à différentes questions.

D'abord, Enbridge indique ne pas avoir contracté de transport ferme pour les clients en service-T de l'Ontario ou pour les clients interruptibles.

**“EGD has not contracted for firm transportation capacity to meet the demands of its Ontario T-service customers who deliver supply to the Enbridge EDA under their own arrangements or interruptible customers in the Enbridge EDA should these customers choose to migrate to firm service. Should this migration occur, EGD will determine, at the time of the request, if it can manage the requested change and/or if it requires additional transportation capacity. EGD**

**could not bid for firm capacity in the 2016 NCOS to meet the possibility of a wholesale migration to firm sales service because if this situation did not occur, EGD would have more transportation than required to meet demand.”<sup>1</sup>**

Enbridge confirme aussi qu’elle refusera de fournir le service de transport à de nouveaux clients si cela met en péril l’approvisionnement de ses clients existants.

**“Confirmed. However, EGD will generally not outright refuse to provide service but rather determine if and when it will have the transportation capacity to serve that customer’s requirement. The condition contained in the reference is applicable to all services including those services offered by Gazifère.”<sup>2</sup>**

Elle indique, par ailleurs, ne pas détenir de capacité ferme pour couvrir les besoins de pointe.

**“EGD has not procured firm transportation capacity to replace peaking supplies to the Enbridge EDA. It was not clear until after TransCanada’s 2016 NCOS was completed that TransCanada would take a very narrow view of Eastern Ontario Triangle capacity requirements and so at the time of the bid, EGD did not believe firming up this volume was required.”<sup>3</sup>**

**“Based on current projections EGD has the transportation capacity required to serve its customers in 2016 (including Gazifère). However, these projections assume peaking supplies will be available and do not assume further migration to firm service. Please see the response to question 1.3.”<sup>4</sup>**

---

<sup>1</sup> B-0155, GI-26, document 1, p. 3, réponse à la question 1.3.

<sup>2</sup> B-0155, GI-26, document 1, p. 9, réponse à la question 1.13.

<sup>3</sup> B-0155, GI-26, document 1, p. 3, réponse à la question 1.3.

<sup>4</sup> B-0155, GI-26, document 1, p. 3, réponse à la question 1.7.

Enbridge indique également observer une hausse des migrations des clients au service T vers le transport du distributeur. La FCEI comprend qu'Enbridge accepte jusqu'ici ces migrations.

**“EGD has experienced an increase in the number of customers requesting to migrate from T-Service to sales service.”<sup>5</sup>**

En somme, Enbridge indique à la fois qu'elle ne contracte pas de capacité en prévision de migrations éventuelles afin d'éviter de détenir du transport inutilement, qu'elle n'accepte pas de nouveaux clients si cela risque de mettre en péril sa capacité à desservir ses clients existants, mais que présentement elle accepte de nouveaux clients (pour lesquels elle n'a pas contracté de transport) malgré une incertitude sur sa capacité à desservir sa clientèle au service continu.

La FCEI est perplexe face au choix d'Enbridge d'accepter des migrations de clients vers son service de transport ou son service ferme sans avoir la certitude de pouvoir les desservir en pointe 2016.

La FCEI estime que si Enbridge devait permettre au nom de Gazifère des migrations de clients du service interruptible au service ferme ou du service-T au service de transport du distributeur, l'actionnaire de Gazifère devrait être tenu responsable des coûts potentiels découlant de ces choix.

### **3. LA RENTABILITÉ DU DÉVELOPPEMENT RÉSIDENTIEL**

Le plan de développement de Gazifère présente un taux de rendement combiné des marchés résidentiels et commerciaux de 7,57%.<sup>6</sup> La FCEI est préoccupée qu'un rendement si faible ne cache une rentabilité négative du développement résidentiel. Trois éléments alimentent cette crainte : l'utilisation d'un taux d'actualisation trop faible, la propension du marché commercial à offrir une rentabilité supérieure à celle du marché

---

<sup>5</sup> B-0155, GI-26, document 1, p. 8, réponse à la question 1.10.

<sup>6</sup> B-0096, GI-16, document 2.1, p. 1, ligne 24.

résidentiel et l'utilisation d'une durée de vie relativement longue des investissements dans le secteur résidentiel.

### *Taux d'actualisation*

La FCEI note que le taux d'actualisation utilisé dans le cadre de l'analyse de rentabilité (5,89%) correspond approximativement au coût moyen de la dette après impôt (5,92%). Conséquemment, ce taux ne correspond pas à un coût en capital prospectif puisqu'il est basé sur le taux moyen de la dette (5,39%)<sup>7</sup> plutôt que sur le taux prévu de la nouvelle dette (6,59%)<sup>8</sup>. La décision D-97-25 a établi que le coût en capital prospectif devait être basé sur le coût de la nouvelle dette et non sur le coût moyen de la dette. Considérant le poids de la dette à long terme dans la structure de capital, soit 55%, cet écart implique un impact de 0,48%<sup>9</sup> sur le taux moyen après impôt qui devrait donc être de 6,37%, suivant la méthodologie appliquée par Gazifère. C'est tout juste 1% de moins que le taux de rendement moyen du plan de développement.

De plus, bien que ce soit une pratique établie, la FCEI se questionne sur la justesse d'utiliser le coût en capital prospectif après impôt plutôt qu'avant impôt. Considérant que les clients, lesquels financent ultimement le coût du projet, doivent défrayer l'impôt additionnel qu'engendre le projet, il paraîtrait logique que le taux d'actualisation corresponde au coût en capital prospectif avant impôt. C'est d'ailleurs un taux d'actualisation avant impôt que retient Gazifère pour l'évaluation financière de sa stratégie d'acquisition de droits d'émission dans le cadre du SPEDE.<sup>10</sup> Sur la base du taux prévu de la nouvelle dette, la FCEI calcule un coût en capital prospectif avant impôt de 7,42%.<sup>11</sup> Si ce taux est retenu comme taux d'actualisation, la rentabilité de l'ensemble du développement est quasi nulle.

---

<sup>7</sup> B-0079, GI-17, document 2.2.2, p. 1, ligne 1.

<sup>8</sup> B-0078, GI-17, document 2.2.1, p. 1, lignes 12 à 14.

<sup>9</sup>  $(6,59\% - 5,39\%) * 55\% * (1 - 0,269)$

<sup>10</sup> GI-24, Document 2, p. 4 réponse à la question 2.1.

<sup>11</sup>  $6,59\% * .55 + 0,16\% + 3,64\%$

Finally, in the context of its evaluation of the project of francisation (R-3862-2013), Gazifère retained a prospective cost of capital of 8.06%, also before tax, apparently based on the 2014 tariff file.<sup>12</sup> The FCEI is not in a position to determine how the 8.06% rate was established or to find the source. That said, since the prospective cost of debt in the 2014 tariff file (5.22%)<sup>13</sup> was sensibly lower than that in the present file (6.59%), the application of a similar method would have led to a prospective cost of capital before tax higher than 8.06% in the present file.

The FCEI estimates that Gazifère should clarify why the profitability of development should be based on a cost of capital after tax when the strategy of purchase of SPEDE and the R-3862-2013 file are based on a cost of capital before tax. It should also indicate how the prospective cost of capital of 8.06% used in the context of the R-3862-2013 file was obtained.

#### *Rentabilité relative des secteurs résidentiel et commercial*

In order to know the level of profitability of the residential sector taken in isolation, the FCEI asked Gazifère to split the profitability analysis of development between the residential and commercial sectors. In response to a question from the FCEI, Gazifère indicated that it was not in a position to produce such a breakdown.<sup>14</sup> It is therefore not possible at this time to have a definitive answer to the question from the FCEI.

However, Gaz Métro, ventilates its profitability analyses between residential and commercial sectors. Historically, it emerges that profitability is much more important in the commercial sector than in the residential sector. For example, in the context of the R-3862-2013 file,

---

<sup>12</sup> R-3862-2013, GI-1, Document 1, p. 11, ligne 7.

<sup>13</sup> R-3840-2013, GI-26, Document 2.2.1, p. 1, lignes 13 et 14.

<sup>14</sup> B-0155, GI-26, Document 1, p. 23, réponse à la question 5.5.

fermeture 2013, les analyses a posteriori du plan de développement 2010 indiquent un rendement de 9,97% pour le secteur résidentiel contre 23,16% pour le secteur affaires.<sup>15</sup>

La rentabilité du secteur commercial est donc 2,3 fois celle du secteur résidentiel. En appliquant une proportion semblable et en tenant compte de la faible proportion de clients affaires dans le développement de Gazifère, on obtient un rendement d'environ 6,9% dans le marché résidentiel. Ce niveau soulève des doutes importants sur la rentabilité du secteur résidentiel en général, mais aussi de la rentabilité de certains sous-segments de ce marché. En effet, si le marché résidentiel a une rentabilité moyenne de 6,9%, il est probable que certains sous-secteurs ont une rentabilité supérieure à ce niveau alors que d'autres ont une rentabilité inférieure.

*La durée de vie des investissements dans le secteur résidentiel*

Gazifère utilise une hypothèse de durée de vie de 55 ans pour son développement résidentiel. Cette hypothèse est agressive lorsque comparée à celle utilisée par Gaz Métro et à la durée de vie des équipements de chauffage. Cela devrait inciter à la prudence dans l'appréciation de la rentabilité du développement.

Afin d'être éclairée sur la rentabilité du développement résidentiel, la FCEI recommande à la Régie de demander que Gazifère présente au prochain dossier tarifaire :

- Une justification du choix et du calcul du taux d'actualisation utilisé dans l'analyse de rentabilité.
- Une évaluation de la rentabilité de son développement résidentiel sur la base de coûts et de revenus réels. Cela pourrait par exemple être fait en regroupant les sous-segments des prolongements de réseau des 2 ou 3 dernières années qui ne desservent que de clients résidentiels (e.g. nouvelles rues ou nouveaux quartiers résidentiels).

---

<sup>15</sup> R-3871-2013, B-0067, Gaz Métro-13, Document 3, pp. 8 et 9.



#### **4. LA STRATÉGIE TARIFAIRE**

Gazifère présente un déficit de revenu de 269 400\$. Elle propose de récupérer la totalité de ce montant par une hausse du tarif 2 (résidentiel) et un gel des autres tarifs de distribution. La proposition de Gazifère est motivée par le rééquilibrage de l'interfinancement entre le tarif 2 et les autres tarifs.<sup>16</sup>

La FCEI appui l'objectif de Gazifère de rééquilibrer le niveau d'interfinancement. Elle est satisfaite de l'approche progressive adoptée par Gazifère à cet égard depuis quelques années. Cependant, elle constate que, malgré ce rééquilibrage, la rentabilité du développement résidentiel demeure très faible. La FCEI estime donc que le rééquilibrage des tarifs doit être poursuivi, voire accéléré. Dans ce contexte, elle estime que la proposition de Gazifère est un minimum acceptable.

#### **5. LA STRATÉGIE D'ACHAT DES DROITS D'ÉMISSIONS DE GES** **SECTION CAVIARDÉE**

---

<sup>16</sup> GI-25, Document 1, p. 24, réponse à la question 6.6.





Au moins quatre facteurs sont susceptibles d'affecter le prix des droits:

- le taux de change ;
- le(s) taux d'inflation ;

- l'équilibre offre-demande ;
- le risque réglementaire.

Concernant le taux de change et le taux d'inflation, la FCEI prend pour acquis que ces risques sont sommes toutes symétriques.<sup>17</sup> La FCEI prend également pour acquis que le risque lié au coût du capital est symétrique. Celui-ci n'affecte toutefois pas directement le prix des droits.

Pour ce qui est de l'équilibre offre-demande, la FCEI estime que le risque est fortement asymétrique. Tel que mentionné précédemment, dans un marché sur-alloué, le prix est maintenu au-delà d'un seuil minimal par la présence du prix plancher. Ainsi le risque à la baisse sur le prix est minime. Par contre, dans un marché sous alloué le prix des droits pourrait augmenter très rapidement.

Dans le cadre du dossier R-3879-2014 phase 1, Thomson Reuters Point Carbon (TRPC) en collaboration avec ÉcoRessources et Four Twenty Seven a produit des projections de prix des droits d'émission de GES, notamment sur la période 2013-2020. Ces projections démontrent que le prix des droits reste au prix plancher tant que le marché est sur-alloué, mais qu'il peut augmenter rapidement lorsque le marché est sous alloué.<sup>18</sup>

Certains pourraient objecter que le prix des droits d'émissions n'atteindra pas de tels niveaux. Pour sa part, la FCEI estime que, bien que de tels prix soient significativement plus élevés que les prévisions obtenues par TRPC, il faut être très prudent avant de les écarter. Plusieurs facteurs pourraient faire en sorte que la réalité soit fort différente des prévisions de TRPC.

---

<sup>17</sup> Le risque de change est dans les faits probablement plus important à la baisse parce qu'il n'a plus d'impact sur la parité est atteinte. Dans le pire scénario, le dollar canadien reviendrait à parité avec le dollar américain ce qui entraînerait une baisse de 10% du prix plancher exprimé en \$ canadien.

<sup>18</sup> R-3879-2014, Gaz Métro-1, Document 1, annexe 3, p.11, tableau 4, colonne « scénario haussier », années 2018 à 2020 et R-3879-2014, B-0080, onglet « total data output », notamment les scénarios « Bullish ».

D'abord, il faut garder en tête que les prévisions obtenues par TRPC reposent sur un large éventail d'hypothèses. De plus, le cadre théorique utilisé pour établir les projections de prix apparaît trop rigide à certains égards. Les paragraphes qui suivent discutent de ces questions.

### *Courbe MAC*

Dans un premier temps, il importe de comprendre que les prévisions pour la période de conformité 2015-2017 reposent essentiellement sur le fait que l'offre de crédit dépasse la demande (marché sur-alloué).<sup>19</sup> Par conséquent, c'est essentiellement le prix plancher prévu par le SPEDE qui détermine le prix de marché. Ainsi, il n'est étonnant que les prix restent largement près de ce prix plancher.

Par contre, la courbe MAC montre que le prix des droits d'émission pourrait croître très rapidement lorsque la demande dépassera l'offre.<sup>20</sup> Par exemple, la lecture de la courbe MAC nous permet de voir qu'un prix de 11\$ la tonne de GES permet de rentabiliser 16 Mt de réduction de GES. Par ailleurs, si le prix est de 21\$, c'est 22 Mt de réduction qui seraient rentables, soit 6 Mt de plus. Cela implique qu'une variation de l'équilibre offre demande de 6Mt, soit à peine plus de 1,5% des émissions totales, pourrait engendrer une hausse de 10\$ la tonne, soit une hausse de près de 100%.

En moyenne, chaque ajout de 1 Mt à l'équilibre offre-demande entre 16 Mt (11\$) et 28 Mt (41\$) ajoute 2,5\$, soit plus ou moins 20%, au prix de la tonne de GES.<sup>21</sup>

En somme, l'évolution prévue des prix est essentiellement tributaire de la surallocation du marché dans le modèle de TRPC. Un renversement de cette situation (sous-allocation du marché) pourrait avoir des conséquences financières très importantes pour les clients.

---

<sup>19</sup> B-0006, Annexe 3, p. 11.

<sup>20</sup> B-0006, Annexe 3, p. 7. C'est potentiellement ce qui explique le bond important du prix des droits d'émissions entre 2017 et 2018 dans le scénario haussier.

<sup>21</sup> La courbe MAC étant une construction théorique basée sur l'information disponible, on ne peut exclure que l'impact sur les prix soit encore plus important que celui prévu. De plus, l'hypothèse que les agents économiques se comporteront conformément à la courbe est inévitablement irréaliste.

Par conséquent, il est crucial de se questionner sur la possibilité que cette situation soit inversée.

### *Équilibre offre-demande*

Dans son scénario réaliste, TRPC prévoit un excédent d'offre de 38 Mt durant la période 2013-2017 et de 10 Mt sur la période 2013-2020. TRPC prévoit également que, si elles se réalisent, ces prévisions engendreront les prix du scénario réaliste. Cela dit, il ne faut pas perdre de vue que l'exercice fait par TRPC, aussi rigoureux puisse-t-il être, souffre des limites générales relatives à tout exercice de ce type. Il repose sur de multiples hypothèses et approximations sur l'évolution des différents secteurs de l'économie. Il est aussi limité à certains égards par la disponibilité des données.

Au niveau de l'offre, on peut noter que 71 Mt proviennent de crédits compensatoires<sup>22</sup>. Cela représente le double de l'excédent de 35 Mt. Dans le scénario haussier, l'offre en crédits compensatoires est réduite de 17 Mt relativement au scénario de base, soit environ la moitié de l'excédent pour ce seul item. Cet élément a donc à lui seul un impact considérable sur l'équilibre offre-demande.

Aussi, notre compréhension de l'analyse de TRPC est que celle-ci impose que tous les acteurs combleront leurs besoins en droits d'émission de façon très prévisible et au fur et à mesure de leurs émissions. Cette hypothèse pourrait s'avérer très éloignée de la réalité. Par exemple, il se pourrait que certains acteurs du marché choisissent de se créer des réserves de crédits pour une année subséquente, voire pour une période de conformité subséquente. Il se pourrait également que des acteurs spéculent sur l'évolution des cours<sup>23</sup>. Il se pourrait que les entités ayant généré ces crédits compensatoires choisissent de ne pas les mettre en marché dans l'espoir d'en obtenir un meilleur prix plus tard. Il se

---

<sup>22</sup> B-0006, annexe 3, p. 9.

<sup>23</sup> Parmi les entités ayant participé à l'enchère californienne du 7 mai 2014 on retrouve : RBC, Bank of Nova Scotia, J. Aron & Company, JPMorgan Ventures Energy Corporation, Morgan Stanley Capital Group, Citigroup Energy et CE2 Carbon Capital.

pourrait même que certains groupes avec des convictions environnementales fortes choisissent de simplement retirer des droits du marché.

En somme, le marché des droits d'émissions de GES sera cela : un marché, avec toute l'imprévisibilité (voire l'irrationalité) que cela peut supposer. Prendre pour acquis que la demande à court terme sera toujours équivalente au niveau d'émission est fort hasardeux, surtout dans un marché qui, à moyen et long terme, a comme finalité de devenir sous alloué.

Cette analyse concorde d'ailleurs avec les affirmations de ÉcoRessources selon lesquelles il est difficile de prévoir l'évolution des prix sur un marché de commodité et une volatilité importante des prix est observés sur les marchés du carbone dans le monde ont été caractérisés par de très grandes variations de prix.<sup>24</sup> ÉcoRessources les marchés du Carbon

Et même si on n'accorde pas une forte probabilité à la position d'un excédent de demande sur l'offre, la FCEI estime qu'il serait judicieux de se prémunir de ce risque par l'achat hâtif de droits lorsqu'ils sont disponibles à un prix avantageux.

En ce qui a trait au risque réglementaire, il est certes difficile à évaluer tant dans son ampleur que dans sa symétrie. Cela étant dit, ÉcoRessources le juge trop faible pour être pris en compte dans le modèle. Les politiques gouvernementales non anticipées visant à réduire les émissions de GES ou à améliorer l'efficacité énergétique auraient pour effet de faire diminuer la demande et donc de favoriser le maintien d'une surallocation. Le risque d'abolition du règlement sur le SPEDE paraît faible; à tout le moins sans qu'une compensation des détenteurs de droits ne soit associée à cette abolition. La révision du prix plancher est possible, mais semble peu probable. Le FCEI fait l'hypothèse que le risque réglementaire est symétrique ou que s'il est à la baisse, il demeure inférieur au risque à la hausse découlant de l'équilibre offre-demande.

---

<sup>24</sup> GI-20, Document 1, pp. 8 et 9.



**SECTION CAVIARDÉE**

## **SECTION CAVIARDÉE**

### **6. SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS**

La FCEI estime que si Enbridge devait permettre au nom de Gazifère des migrations de clients du service interruptible au service ferme ou du service-T au service de transport du

distributeur, l'actionnaire de Gazifère devrait être tenu responsable des coûts potentiels découlant de ces choix advenant un manque de capacité de transport vers la franchise de Gazifère.

Afin d'être éclairée sur la rentabilité du développement résidentiel, la FCEI recommande à la Régie de demander à Gazifère présente au prochain dossier tarifaire :

- Une justification du choix du taux d'actualisation utilisé dans l'analyse de rentabilité.
- Une évaluation de la rentabilité de son développement résidentiel sur la base de coûts et de revenus réels. Cela pourrait par exemple être fait en regroupant les sous-segments des prolongements de réseau des 2 ou 3 dernières années qui ne desservent que de clients résidentiels (e.g. nouvelles rues ou nouveaux quartiers résidentiels).

Considérant que la rentabilité du développement résidentiel demeure très faible et probablement sous le coût en capital prospectif, la FCEI estime que le rééquilibrage des tarifs doit être poursuivi, voire accélérer. Dans ce contexte, elle estime que la proposition tarifaire de Gazifère visant à faire supporter par le tarif 2 la totalité du déficit de revenu est un minimum acceptable.