

## **Régie de l'énergie**

### **Dossier R-4032-2018 phase 6**

5<sup>e</sup> demande amendée pour la fermeture réglementaire des livres de Gazifère inc.  
pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2017 au 31 décembre 2017  
et pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2018,  
demande d'approbation du Plan d'approvisionnement  
et demandes de modification des tarifs de Gazifère inc.  
à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019 et du 1<sup>er</sup> janvier 2020

### **Preuve de l'ACEF de l'Outaouais (ACEFO)**

préparée par  
Jean-François Blain, analyste externe

Le 31 octobre 2019

## Table des matières

Introduction .....	3
Témoignage de M. Jean-François Blain .....	4
Approbation du Plan d'approvisionnement 2020-2022 .....	5
Facteur d'établissement du pouvoir calorifique du gaz naturel pour l'année témoin 2020 .....	9
Mise à jour du revenu requis .....	12
Allocation des coûts entre les tarifs pour l'année témoin 2020 .....	14
Sommaire des conclusions et recommandations .....	19

## Introduction

Le 30 août 2019, Gazifère a déposé sa 5<sup>e</sup> demande amendée<sup>1</sup> relative à la l'établissement des tarifs à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020 et constituant la phase 6 du dossier R-4032-2018. Les différents éléments couverts dans le cadre de la phase 6 sont énumérés aux paragraphes 77 à 84 de cette demande.

Le 18 septembre 2019, la Régie a rendu sa décision D-2019-114 dans laquelle elle identifie les enjeux qu'elle entend aborder en phase 6 et fixe le calendrier de traitement du dossier.

Dans le cadre de sa présente preuve, l'ACEF de l'Outaouais (ACEFO) aborde les enjeux suivants parmi ceux identifiés par la Régie dans sa décision D-2019-114 :

- l'approbation du plan d'approvisionnement 2020-2022 ;
- le facteur d'établissement du pouvoir calorifique du gaz naturel pour l'année témoin 2020 ;
- mise à jour du revenu requis pour l'année témoin 2020;
- l'allocation des coûts entre les tarifs pour l'année témoin 2020.

L'ACEFO a retenu les services de M. Jean-François Blain, à titre d'analyste externe, pour la conseiller dans l'examen des enjeux du présent dossier.

---

<sup>1</sup> R-4032-2018 phase 6, B-0480.

**Témoignage de M. Jean-François Blain, analyste externe  
pour l'ACEFO**

**ACEFO :**

M. Blain, veuillez nous indiquer quelles sont les pièces que vous avez examinées dans le cadre de la préparation de la preuve de l'ACEFO.

**Jean-François Blain (JFB) :**

J'ai examiné de façon sommaire l'ensemble des pièces déposées dans le cadre de la phase 6 du dossier, qu'il s'agisse des 243 pièces déposées par Gazifère, de la douzaine de pièces (décisions, instructions, correspondances) émanant de la Régie, ou de la douzaine de pièces déposées par les autres intervenants.

J'ai examiné plus particulièrement, intégralement et de façon détaillée, environ une quarantaine des pièces déposées par Gazifère, dans leur version originale et révisée, qui sont en lien avec les sujets abordés dans la présente preuve. J'ai aussi révisé des pièces relatives à ces mêmes sujets provenant des phases précédentes du présent dossier ou de dossiers tarifaires antérieurs.

**ACEFO :**

Avez-vous également préparé des demandes de renseignements adressées à Gazifère ?

**JFB :**

Oui, j'ai préparé les demandes de renseignements No 5 et No 6 de l'ACEFO adressées à Gazifère et portant également sur des questions relatives aux quatre sujets abordés dans la présente preuve.

## Approbation du Plan d'approvisionnement 2020-2022

### ACEFO :

Quelles sont vos observations en ce qui concerne le Plan d'approvisionnement 2020-2022 que Gazifère a déposé pour approbation?

### JFB :

Gazifère a déposé deux versions de son Plan d'approvisionnement 2020-2022. La version originale (B-0383) intégrait les volumes de vente additionnels attendus du projet Thurso à compter de 2020. La version révisée suite au retrait du projet Thurso (B-0589) retirait les volumes du projet Thurso pour l'année 2020 mais les maintenait pour les années 2021 et 2022.

Or, à la lecture de la correspondance transmise par Gazifère le 17 octobre 2019<sup>2</sup>, il apparaît que les activités de l'usine Fortress ne sont pas seulement suspendues indéfiniment, mais qu'un nouvel acquéreur est recherché. Il n'y a donc aucune indication présentement à l'effet que les activités de l'usine Fortress, essentielles à la réalisation du projet Thurso, soient susceptibles de reprendre dans un avenir prévisible.

Les prévisions de volumes soumises pour les 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> années du Plan d'approvisionnement 2020-2022 doivent donc être considérées avec réserve. Je ne considère pas opportun de se prononcer sur des prévisions aussi aléatoires.

Au paragraphe 21 de sa décision D-2019-114, afin de faciliter l'examen du Plan d'approvisionnement, la Régie demandait à Gazifère « de déposer une preuve complémentaire, au plus tard le 27 septembre 2019, en lien avec l'évolution du nombre de clients par tarif, telle que déposée lors de la phase 4 du présent dossier. »

Gazifère a donc déposé le 24 septembre 2019 une preuve complémentaire à cet effet (pièce B-0557, Gi-69 doc 1.1.1) qu'elle a ensuite redéposée en version révisée (B-0598) le 25 octobre 2019 suite au retrait du projet Thurso.

Pour les années 2019 et 2020, Gazifère présente des prévisions de l'évolution du nombre de clients au secteur résidentiel qui ne semblent pas tenir compte de l'évolution récente des additions réelles de clients, en particulier en ce qui concerne les clients résidentiels avec chauffage.

---

<sup>2</sup> B-0576, page 2, 2<sup>e</sup> paragraphe.

**Additions nettes de clients**  
 secteur résidentiel

	Nombre de clients prévu (CT)	Additions prévues		Nombre de clients réel	Additions réelles	
		nombre	%		nombre	%
Au 31 décembre 2014				37 297		
sans chauffage				3 780		
avec chauffage				33 517		
Au 31 décembre 2015	38 198	901	2,4 %	37 940	643	1,7 %
sans chauffage	4 005	225	5,9 %	3 941	161	4,3 %
avec chauffage	34 193	676	2,0 %	33 999	482	1,4 %
Au 31 décembre 2016	38 470	530	1,4 %	38 419	479	1,3 %
sans chauffage	4 066	125	3,2 %	4 157	216	5,5 %
avec chauffage	34 404	405	1,2 %	34 262	263	0,8 %
Au 31 décembre 2017	39 076	657	1,7 %	39 036	617	1,6 %
sans chauffage	4 378	221	5,3 %	4 521	364	8,8 %
avec chauffage	34 698	436	1,3 %	34 515	253	0,7 %
Au 31 décembre 2018	39 680	644	1,6 %	39 329	293	0,75 %
sans chauffage	4 804	283	6,3 %	4 748	227	5,0 %
avec chauffage	34 876	361	1,0 %	34 581	66	0,2 %
Au 31 décembre 2019	39 942	613	1,6 %			
sans chauffage	5 027	279	5,9 %			
avec chauffage	34 915	334	1,0 %			
Au 31 décembre 2020	40 621	679	1,7 %			
sans chauffage	5 333	306	6,1 %			
avec chauffage	35 288	373	1,1 %			

Sources : R-3884-2014, B-0089; R-3924-2015, B-0120 ; R-3969-2016, B-0111 et B-0113; R-4003-2017, B-0212; R-4032-2018, B-0167et B-0557.

Les additions de clients résidentiels avec chauffage sont déjà en forte baisse depuis 3 années au moins, mais Gazifère ne semble pas en prendre acte et ajuster ses prévisions d'additions de clients au secteur résidentiel en conséquence.

La Régie ayant reporté l'examen détaillé des prévisions de vente au prochain dossier tarifaire, je me contenterai de constater que la prévision de volumes au secteur résidentiel pour l'année témoin 2020, 69 311,3 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>, m'apparaît optimiste par rapport à la progression réelle du nombre de clients et des ventes du secteur résidentiel au cours des trois dernières années.

Un autre aspect de l'élaboration du Plan d'approvisionnement de Gazifère, décrite aux pages 1 à 3 de la pièce B-0488 (Gi-67 doc 4), a retenu mon attention. Il s'agit de l'affirmation à l'effet que les économies d'énergie prévues sont soustraites (à la quatrième étape de la démarche) des

prévisions volumétriques établies précédemment<sup>3</sup>. Soit qu'il s'agit uniquement des économies d'énergie additionnelles prévues en cours d'année – et alors leur incidence sur le résultat de l'exercice prévisionnel est limitée, soit qu'il s'agit des économies d'énergie cumulatives (depuis l'introduction du PGEÉ en 2001) prévues en cours d'année incluant les économies d'énergie additionnelles.

La note 1 inscrite en page 3 du Plan d'approvisionnement (B-0589) pourrait laisser entendre que la prévision des volumes de vente de chaque catégorie de clients est le résultat, par soustraction, des volumes de vente bruts moins les économies d'énergies (cumulatives) prévues. Si tel était le cas, l'élaboration du Plan d'approvisionnement serait affectée par l'utilisation d'une donnée (les économies d'énergie cumulatives) très approximative et hypothétique.

Il apparaît que les volumes bruts inscrits aux trois premières lignes du Plan d'approvisionnement résultent plutôt de l'addition des prévisions volumétriques nettes et des économies d'énergie (cumulatives) prévues pour chaque catégorie de consommateurs. En ce sens, le Plan d'approvisionnement ne fournit qu'une estimation très approximative des volumes bruts d'approvisionnement qui seraient requis en absence du PGEÉ.

Une récapitulation des prévisions de volumes bruts inscrites aux plans d'approvisionnement des dernières années comparées aux volumes nets et aux économies d'énergie prévus et réels permet de constater le caractère très approximatif des valeurs inscrites aux plans d'approvisionnement.

**Ventes et économies d'énergie prévues / réelles  
 secteur résidentiel en 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>**

	ventes nettes normalisées		économies d'énergie (annuelles) cumulatives		ventes brutes	
	prévues	réelles	prévues	réelles	prévues	réelles
DT 2012 pour 2014	64 831		(+ 95) 4 695		69 526	
2014	63 711	63 526	(+ 75) 4 666	(+ 125) 4 715	68 377	68 241
2015	64 798	63 612	(+ 40) 4 802	(+ 23) 4 785	69 600	68 397
2016	67 671	64 985	(+ 50) 4 838	(+ 33) 4 821	72 509	69 806
2017	67 098	66 994	(+ 15) 4 825	(+ 21) 4 831	71 923	71 825
2018	67 394	67 878	(+ 32) 4 867	(+ 16) 4 851	72 261	72 729

Les données inscrites dans ce tableau proviennent des documents suivants tirés des dossiers tarifaires des dernières années.

<sup>3</sup> B-0488, Gi-67 doc 4, p.3, 3<sup>e</sup> paragraphe.

2014 :

R-3793-2012, B-0038, Gi-15 doc 1 (prévisions 2 ans)  
R-3840-2013, B-0068, Gi-24 doc1 (plan d'approv. 2014-2016)  
R-3924-2015, B-0054, Gi-10 doc 2.2 (économies d'énergie prévues - réelles)

2015 :

R-3884-2014, B-0193, Gi-15 doc 1 (plan d'approv. 2015-2017)  
R-3969-2016, B-0010, Gi-2 doc 1.2 (ventes réelles)  
R-3969-2016, B-0047, Gi-10 doc 1.2 (économies d'énergie prévues - réelles)

2016 :

R-3924-2015, B-0101, Gi-23 doc 1 (plan d'approv. 2016-2018)  
R-4003-2017, B-0011, Gi-2 doc 1.2 (ventes réelles)  
R-4003-2017, B-0077, Gi-10 doc 2.2 (économies d'énergie prévues - réelles)

2017 :

R-3969-2016, B-0098, Gi-17 doc 1 (plan d'approv. 2017-2019)  
R-4032-2018 phase 2, B-0021, Gi-9 doc 1.2 (ventes réelles)  
R-4032-2018 phase 2, B-0076, Gi-17 doc 2.2 (économies d'énergie prévues - réelles)

2018 :

R-4003-2017, B-0161, Gi-17 doc 1 (plan d'approv. 2018-2020)  
R-4032-2018 phase 5, B-0395, Gi-55 doc 1.2 (ventes réelles)  
R-4032-2018 phase 5, B-0460, Gi-63 doc 2.2 (économies d'énergie prévues - réelles)

**ACEFO :**

Cette analyse vous permet-elle de conclure à la validité des prévisions soumises dans le Plan d'approvisionnement et à en recommander l'approbation ?

**JFB :**

Non, certainement pas pour les années 2021 et 2022, compte tenu du choix d'y maintenir des volumes de vente associés à la réalisation du projet Thurso, maintenant très hypothétique.

Quant aux prévisions de volumes de l'année 2020, outre les réserves exprimées en ce qui concerne le secteur résidentiel, je constate aussi que les prévisions du secteur commercial ont été sous-estimées 5 fois / 5 au cours des dernières années et par des marges significatives (5,6 et 8,1 %) en 2017 et 2018<sup>4</sup>.

En conclusion, les données présentées au Plan d'approvisionnement 2020-2022 de Gazifère sont beaucoup trop inconsistantes et/ou aléatoires pour en recommander l'approbation.

---

<sup>4</sup> B-0488, Gi-67 doc 4, p.6.

## **Facteur d'établissement du pouvoir calorifique du gaz naturel pour l'année témoin 2020**

### **ACEFO :**

La question de la mise à jour du pouvoir calorifique du gaz naturel avait été examinée lors de la phase 3 du présent dossier. La Régie avait approuvé<sup>5</sup> l'ajustement annuel du pouvoir calorifique du gaz naturel et l'utilisation d'un facteur de 38,53 MJ/m<sup>3</sup> pour l'année tarifaire 2019. Pour 2020, le facteur d'ajustement proposé est de 38,68 MJ/m<sup>3</sup>.<sup>6</sup>

Quelles sont les implications de l'ajustement annuel du pouvoir calorifique du gaz naturel et quelle est l'importance de cet ajustement ?

### **JFB :**

La question de l'ajustement annuel du coût du gaz en fonction de son pouvoir calorifique a effectivement été examinée par la Régie en phase 3. La Régie a décrit le contexte dans lequel cet ajustement annuel était demandé aux paragraphes 62 à 73 de sa décision D-2018-175.

Aux paragraphes 71 et 72 de cette décision, la Régie mentionnait deux motifs qui l'amenaient à autoriser cet ajustement à savoir, 1) que les sommes en jeu sont de l'ordre de 150 000 \$ /an et 2) que la situation qui prévalait posait un enjeu d'équité entre différentes catégories de clients de Gazifère.

L'ACEFO ne remet pas en question la décision rendue par la Régie, mais constate que les sommes en jeu sont quatre fois plus importantes (près de 600 000 \$ /an) qu'estimées initialement par la Régie.

En réponse à une DDR lors de la phase 3 du dossier<sup>7</sup>, Enbridge avait effectivement évoqué une valeur non facturée de l'ordre de 150 000 \$ / an, mais ce montant correspondait à la portion non facturée (« *shortfall* ») auprès des clients en achat direct, et non pas à la valeur annuelle de l'ajustement du coût du gaz en fonction de son pouvoir calorifique mis à jour pour l'ensemble des livraisons de Gazifère.

En phase 5 du présent dossier, l'ACEFO a relevé que la valeur de l'ajustement annuel du coût du gaz reflétant l'écart entre son pouvoir calorifique réel et son pouvoir calorifique budgétisé était, pour l'année 2018 (fermeture), de 585 600 \$<sup>8</sup> et que ce montant représentait un

---

<sup>5</sup> R-4032-2018 phase 3, D-2018-175 (A-0031), par. 73.

<sup>6</sup> R-4032-2018 phase 6, B-0483, Gi-67 doc 1, p. 1 et 2.

<sup>7</sup> R-4032-2018 phase 3, B-0152, Gi-33 doc 1, p.6, réponse 3.4.1.

<sup>8</sup> R-4032-2018 phase 5, B-0570, Gi-61 doc 1 révisée, p.1, ligne 19.

pourcentage significatif (créditeur) des revenus totaux provenant des clients du tarif 1 (-1,18 %) et du tarif 2 (-0,80%)<sup>9</sup>. Par rapport au coût du gaz uniquement, il s'agit d'un écart de l'ordre de 1,9 %<sup>10</sup>.

Dans la présente phase 6 du dossier, Gazifère prévoit pour l'année 2020 des volumes totaux de vente de 185 866,5 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (après retrait du projet Thurso)<sup>11</sup>. En termes d'approvisionnements gaziers, si l'on tient compte des volumes prévus de gaz perdu, 1 801,6 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>, cela implique que les volumes de gaz achetés seraient de 187 668,1 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> en fonction du pouvoir calorifique de 37,89 MJ/m<sup>3</sup> utilisé aux fins du budget<sup>12</sup>.

Gazifère demande à la Régie d'approuver un pouvoir calorifique de 38,68 MJ/m<sup>3</sup> aux fins de l'ajustement du coût du gaz pour l'année 2020, ce qui correspond à des volumes d'achat réels de 183 835,2 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>. Il s'agit d'un écart de -2,04 % par rapport aux volumes utilisés dans le budget (187 668,1) en fonction d'un pouvoir calorifique de 37,89 MJ/m<sup>3</sup>.

L'ACEFO comprend que, pour des motifs de continuité et de cohérence dans l'historique des volumes de vente, le Distributeur préfère continuer d'utiliser un pouvoir calorifique de 37,89 MJ/m<sup>3</sup> lors de l'élaboration de ses prévisions de l'année témoin et de compenser par un ajustement annuel l'écart volumétrique correspondant à la différence entre le pouvoir calorifique budgétisé et le pouvoir calorifique réel.

Cette approche, qui a été approuvée en phase 3 du présent dossier par la Régie, donne cependant lieu à la comptabilisation, annuellement, de sommes significatives dans le compte d'écart du coût du gaz. Pour l'année 2020, Gazifère prévoyait initialement que l'impact (sur les revenus requis) des ajustements au coût du gaz s'élèverait à 1 185,3 (000 \$)<sup>13</sup>. Ce montant est constitué des ajustements relatifs à quatre éléments, dont les valeurs respectives ne sont pas détaillées, soit : « *the heat content, unaccounted for gas, contract demand and Niagara gas cost* ». Suite au retrait du projet Thurso, Gazifère a déposé une pièce révisée dans laquelle l'impact de ces quatre éléments sur le coût du gaz prévu est revu significativement à la baisse, s'établissant à 205 200 \$ pour 2020. Pour seule explication, et sans détailler les variations de chacun des quatre éléments, Gazifère mentionne :

« *This decrease corresponds to the annual impact as per Rate 200 effective October 1<sup>st</sup>, 2019.* »<sup>14</sup>

---

<sup>9</sup> B-0452, Gi-61 doc 2.6, ligne 3, colonnes 2 et 3.

<sup>10</sup> R-4032-2018 phase 5, B-0570, Gi-61 doc 1 révisée, p.2, note 7.

<sup>11</sup> B-0596, Gi-69 doc 1 révisée, p.1, ligne 24 et B-0589, Gi-66 doc 1 révisée, p.3.

<sup>12</sup> B-0603, Gi-70 doc 2.1 révisée.

<sup>13</sup> B-0497, Gi-70 doc 1, ligne 14.

<sup>14</sup> B-0601, Gi-70 doc 1 révisée, ligne 14 et note 3.

Cet ajustement relatif au coût du gaz représente tout de même près de la moitié de l'excédent de revenus de 416,1 (000 \$) prévu en 2020 pour les composantes autres que la distribution.

L'importance de l'ajustement annuel du coût du gaz correspondant à l'écart (volumétrique) entre le pouvoir calorifique utilisé lors du budget et le pouvoir calorifique réel implique également que les ajustements dans la répartition tarifaire subséquents à l'allocation des coûts doivent être considérés avec davantage de réserve.

Puisque cet ajustement représente une proportion significative de l'excédent de revenus à répartir entre les catégories tarifaires, tout ajustement tarifaire subséquent à l'allocation des coûts devrait donc être limité à (ou considéré en fonction de) la portion résiduelle de l'excédent de revenus prévu.

D'autre part, l'utilisation lors du budget d'un pouvoir calorifique qui se traduit par une surestimation d'environ 2 % des volumes de vente est de nature à accentuer les marges d'erreur prévisionnelles et à altérer l'acuité de la répartition tarifaire issue de l'allocation des coûts, à tout le moins pour les coûts dont la répartition relève de facteurs d'allocation basés sur les volumes.

En conclusion, l'ACEFO soumet respectueusement que les implications des modalités d'ajustement annuel du coût du gaz en fonction du pouvoir calorifique (budgétisé vs réel) n'ont pas été pleinement ni adéquatement mesurées lors de leur approbation en phase 3 du dossier. Il relève évidemment de la discrétion de la Régie de juger s'il conviendrait de reconsidérer éventuellement ces modalités d'ajustement du coût du gaz dans un contexte approprié, permettant à toutes les parties d'y réfléchir de façon plus approfondie et de faire valoir leurs conclusions respectives.

L'ACEFO recommande à la Régie de prévoir la tenue de séances de travail afin d'examiner les implications de l'ajustement du coût du gaz relatif au pouvoir calorifique.

Pour l'année 2020, puisque le contexte ne se prête pas à une reconsidération immédiate des modalités d'ajustement annuel du coût du gaz en fonction de son pouvoir calorifique approuvées en phase 3 du présent dossier, l'ACEFO recommande à la Régie d'autoriser l'utilisation du pouvoir calorifique de 38,68 MJ/m<sup>3</sup> proposée par Gazifère.

## Mise à jour du revenu requis

### ACEFO :

Quelles sont vos observations en ce qui concerne les ajustements apportés, en phase 6 du dossier, aux revenus requis de l'année témoin 2020 préalablement approuvés par la Régie lors de la phase 4 ?

### JFB :

Avec le retrait des volumes et revenus associés au projet Thurso, le résultat du calcul du revenu additionnel requis passe d'une diminution du revenu requis avant impôt de 1 279 (000\$) (avant retrait) à une diminution de 1 058 (000\$).<sup>15</sup> Ce résultat découle lui-même d'une diminution de 175 000 \$ des revenus requis combinée à une diminution de 63 000 \$ des dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution<sup>16</sup>.

Parmi les dépenses nécessaires à la prestation de service de distribution, seule la rubrique *amortissement des immobilisations* est révisée suite au retrait du projet Thurso, passant de 5 961 à 5 918 (000\$). Le total des dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution est donc révisé légèrement à la baisse, passant de 20 360 à 20 297 (000\$)<sup>17</sup>.

Les charges d'exploitation de l'année témoin 2020 demeurent à 13 911 000 \$, inférieures par une marge de 7 %, ou 1 024 000 \$, par rapport à leur niveau prévu et autorisé lors de la phase 4 du dossier (14 934 366 \$)<sup>18</sup>. Cette diminution est attribuable à l'écart entre les sommes prévues lors de la phase 4 du dossier (1 274 800 \$) et lors de la phase 6 (246 300 \$) sous la rubrique *Affaires réglementaires* (autres charges)<sup>19</sup>.

Le dépôt des pièces révisées<sup>20</sup> suite au retrait du projet Thurso n'a donné lieu à aucune révision des charges d'exploitation. Cela signifie notamment que la majeure partie de la diminution de 746 000 \$ des salaires et autres charges (excluant frais EGD) constatée au dossier de fermeture 2018 (12 128 700 \$) par rapport au DT 2018 (12 774 800 \$)<sup>21</sup> aurait été reconduite en 2019 et 2020.

---

<sup>15</sup> Pièces B-0486 et B-0590, Gi-67 doc 2 originale et révisée.

<sup>16</sup> Pièces B-0591 vs B-0487, lignes 5 et 12.

<sup>17</sup> *Ibid*, lignes 9 et 12.

<sup>18</sup> D-2019-063R (A-0054), par. 11 et D-2019-114 (A-0060), par. 16.

<sup>19</sup> B-0503, Gi-71 doc 1, ligne 13.

<sup>20</sup> Pièces B-0585 à B-0624, 25 octobre 2019.

<sup>21</sup> R-4032-2018 phase 5, B-0397, p.1.

Devant le constat, *a posteriori*, de variations aussi importantes par rapport aux charges prévues initialement, l'ACEFO ne peut que réitérer son désaccord exprimé antérieurement quant à l'utilisation de l'indicateur de croissance des charges d'exploitation en vigueur. Manifestement, les rubriques salaires et autres charges, dont celles relatives aux *Affaires réglementaires*, ont connu depuis 2018 des variations bien plus substantielles que celles correspondant à l'écart jugé raisonnable en vertu de l'indicateur et ce, à la seule discrétion du Distributeur.

L'ACEFO déplore également le fait que, compte tenu du retard du Distributeur à déposer son dossier de fermeture 2018, les revenus requis des années témoin 2019 et 2020 ont été approuvés sans connaître les écarts entre les résultats réels de 2018 et les montants précédemment budgétés.

Par ailleurs, dans sa décision D-2019-114 (par. 17), la Régie a reporté au prochain dossier tarifaire l'examen détaillé de la prévision des volumes de vente de Gazifère. L'ACEFO rappelle que la justesse des prévisions de volumes de vente est déterminante dans le calcul de l'allocation des coûts et dans la répartition tarifaire qui en résulte.

Enfin, l'ACEFO réitère son avis à l'effet que la connaissance des résultats partiels pour l'année de base 2019 et des écarts par rapport au budget 2019 aurait permis de juger adéquatement de la justification des sommes budgétées pour l'année témoin 2020 et d'y apporter les ajustements requis, en phase 6 du dossier, le cas échéant.

Dans ces circonstances, l'ACEFO ne peut pas cautionner l'approbation de la mise à jour des revenus requis soumise par Gazifère pour l'année témoin 2020.

## **Allocation des coûts entre les tarifs pour l'année témoin 2020**

### **ACEFO :**

Est-il encore question d'apporter des « ajustements » à la répartition tarifaire subséquents à l'allocation des coûts pour « corriger » le ratio revenus / coûts des clients résidentiels ?

### **JFB :**

Oui, comme à chaque année sans exception depuis 2014, la question du redressement du ratio revenus / coûts du tarif 2 est remise à l'ordre du jour et des « ajustements » subséquents à l'allocation des coûts sont suggérés à l'étape de la répartition tarifaire des revenus de distribution.

À cet effet, il m'apparaît important de rappeler les constats énoncés par l'ACEFO dans le cadre de la phase 3 du dossier R-4003-2017 :

« Selon l'ACEFO, lorsque les étapes fondamentales de l'élaboration d'une méthode d'allocation des coûts (fonctionnalisation - classification – allocation) ont été effectuées puis validées correctement, lorsque les facteurs d'allocation ont également été déterminés et calibrés avec justesse, le recours à des ajustements à l'étape finale de la répartition tarifaire devrait être exceptionnel et non pas habituel.

Si de tels ajustements devaient s'avérer nécessaires année après année dans le cadre de l'exercice de fixation des tarifs, cela donnerait une indication à l'effet que certains des facteurs d'allocation utilisés reposent sur des bases inappropriées ou aléatoires et/ou que des ajustements successifs effectués à l'étape de la répartition tarifaire ont cumulativement affecté la validité des résultats sinon compromis l'application-même de la méthode. »<sup>22</sup>

Dans le présent dossier, les ratios revenus / coûts de même que la part des revenus de distribution du tarif 2 selon la proposition initiale<sup>23</sup> (avant le retrait du projet Thurso) se sont détériorés par rapport à leur niveau de la phase 4 (avant l'introduction du projet Thurso)<sup>24</sup> puis se sont améliorés (après le retrait du projet Thurso) dans la proposition révisée<sup>25</sup> par rapport à la proposition initiale. Avant d'apporter des corrections additionnelles au ratio revenus/coûts du tarif 2, il y a lieu de comprendre pourquoi.

---

<sup>22</sup> R-4003-2017 phase 3, C-ACEFO-0026, p. 9.

<sup>23</sup> B-0532, Gi-78 doc 2.1, pages 1 et 2.

<sup>24</sup> B-0236, Gi-47 doc 2.1, p. 1 et 2.

<sup>25</sup> B-0619, Gi-78 doc 2.1 révisée, pages 1 et 2.

### Évolution des ratios revenus / coûts et de la part des revenus du tarif 2

	Ratios revenus / coûts		Part des revenus	
	Distribution seule	Revenus totaux	Distribution seule	Revenus totaux
B-0236	0,929	0,956	0,698	0,587
B-0532	0,927	0,955	0,684	0,556
B-0619	0,9353	0,960	0,697	0,587

Il est logique de voir la part des revenus de distribution et totaux provenant du tarif 2 diminuer avec l'introduction du projet Thurso, puis ré augmenter après le retrait du projet Thurso, puisque les volumes ajoutés étaient ceux de deux clients, l'un au tarif 5 et l'autre au tarif 1.

Ce qui défie la logique et sème un doute sur le respect du lien de causalité résultant de l'allocation des coûts, c'est de voir le ratio revenus/coûts du tarif 2 varier à la baisse puis à la hausse suite à l'introduction puis au retrait du projet Thurso. Il faut, nécessairement, que les coûts alloués au tarif 2 aient varié, d'abord défavorablement, puis favorablement, davantage que ses revenus lors de l'introduction puis lors du retrait du projet.

Cette observation vaut particulièrement pour le ratio revenus/coûts de distribution puisque les coûts des conduites principales font partie des coûts de distribution. D'ailleurs, si l'on effectuait le calcul du ratio des revenus et des coûts totaux du tarif 2 excluant les coûts de distribution, on constaterait que ce ratio n'a pratiquement pas changé.

L'introduction et le retrait du projet Thurso révèle donc, par son effet inopportun sur le ratio revenus / coûts du tarif 2, un biais défavorable au tarif 2 dans la méthode d'allocation des coûts en vigueur. Ce biais résulte de la très forte proportion de clients résidentiels (près de 92,5 %), en hausse, dans l'ensemble de la clientèle de Gazifère combinée avec certains facteurs d'allocation basés sur le nombre de clients. Nous soumettons que la nécessité d'apporter des ajustements postérieurs à l'allocation des coûts, année après année, pour maintenir ou relever légèrement le ratio revenus/coûts du tarif 2 résulte de ce biais causé par certains des facteurs d'allocation utilisés.

Dans le cas du projet Thurso, les variations inopportunes du ratio revenus/coûts du tarif 2 résultent de l'application des facteurs relatifs à l'allocation des conduites principales. Voici quelques constats qui ressortent de l'examen des pièces Gi-78 doc 2.1 dans leurs versions originale et révisée (B-0532 et B-0619), soit après l'introduction et après le retrait du projet Thurso.

En page 8 de la pièce B-0532, la valeur des conduites principales (*mains*), incluant le projet Thurso, représente 58,3 % de la base de tarification, soit 65 262,4 (000\$) / 112 001,5 (000\$). À la même page de la pièce révisée B-0619, soit après le retrait du projet Thurso, la valeur des conduites principales est redescendue à 57,5 % en proportion de la base de tarification, soit 63 377,8 / 110 183,3 (000 \$).

La valeur des conduites principales est allouée dans une proportion de 77,6 % sur la base des volumes (capacité) et 22,4 % sur la base du nombre de clients (accès). Je mentionne, de façon complémentaire, qu'une partie des coûts des conduites principales sont également classés sous la rubrique O&M, de sorte que les coûts associés aux conduites principales sont, en fait, alloués dans des proportions d'environ 73 % sur la base des volumes (composante capacité) et 27 % sur la base du nombre de clients (composante accès).<sup>26</sup>

En page 9 des pièces B-0532 et B-0619, on constate que les coûts des nouveaux investissements en conduites principales sont alloués dans les mêmes proportions entre les facteurs capacité et accès.

En page 12 des pièces B-0532 et B-0619, lignes (items) 4.1, 5.3 et 5.4, on constate que les coûts en capacité (4.1) sont alloués entre les tarifs en fonction des volumes et que les coûts *services* et *customer plant* (5.3 et 5.4) sont alloués en fonction du nombre de clients (92,4 % clients résidentiels).

En page 13 de ces mêmes pièces, on constate que les clients du tarif 2 se font allouer 67,4 % des coûts *return and taxes* (5 352,8 000\$ / 7 945,6 000\$), notamment parce qu'ils écopent de 92,4 % des coûts des items 5.3, 5.4 et 5.7 (basés sur le nombre de clients).

En page 16, on observe que 47,58 % des coûts du facteur *capacité* et 92,45 % des coûts du facteur *customer plant* sont alloués au tarif 2. Enfin, en page 24, on observe qu'environ le quart des *system operating costs* et des *mains maintenance costs* sont alloués sur la base du nombre de clients (dont 92,4 % au tarif 2). Les pourcentages d'allocation des coûts de distribution entre les tarifs sont en page 30 de ces pièces.

Toutes ces caractéristiques de l'allocation des coûts en vigueur mènent à la conclusion que le tarif 2 s'est vu allouer 47,58 % des coûts de la composante capacité (47,58 % de 73 %) et 92,4 % des coûts de la composante accès (92,4 % de 27 %), soit 59,7 % des coûts associés aux conduites principales du projet Thurso destinées à alimenter les volumes de deux clients, l'un au tarif 1 et l'autre au tarif 5.

---

<sup>26</sup> R-4003-2017 phase 3, B-0313, p. 6.

Nous soumettons que cette démonstration devrait amener la Régie à réexaminer certains des facteurs d'allocation actuellement en vigueur avant d'accepter d'effectuer à répétition des ajustements tarifaires subséquents à l'allocation des coûts. Les effets indus de l'introduction et du retrait du projet Thurso sur le ratio revenus / coûts du tarif 2 démontrent que la méthode d'allocation actuelle comporte des biais résultant de l'application de certains facteurs basés sur le nombre de clients.

Qui plus est, le développement de divers projets d'extension de réseau n'est d'aucune façon basé sur le nombre de clients ajoutés, mais uniquement sur la suffisance des revenus additionnels provenant des volumes ajoutés en fonction de l'atteinte de critères de rentabilité.

L'ACEFO désire finalement porter à l'attention de la Régie les effets de l'application de la méthode d'allocation en vigueur sur les variations des taux unitaires de distribution des différents tarifs depuis 2014. Si l'on prend comme point de départ la valeur des taux unitaires de Distribution résultant de la décision D-2013-191 incluant l'ajustement pour le compte de *pass on* du 1<sup>er</sup> octobre 2014<sup>27</sup>, les taux unitaires de distribution des différents tarifs auront évolué dans les proportions suivantes, au cours des 6 dernières années, si l'on retient la répartition tarifaire proposée par Gazifère (B-0622) incluant un ajustement à la hausse de 200 000 \$ des coûts de distribution alloués au tarif 2.

Tarif	R-3884-2014, B-0212	R-4032 phase 6, B-0622, p. 4
Tarif 1	100	0,739
Tarif 2	100	0,992
Tarif 3	100	0,698
Tarif 5	100	0,589
Tarif 9	100	0,516

En conclusion, l'ACEFO soumet que les ajustements subséquents à l'allocation des coûts ne devraient être requis qu'exceptionnellement et non pas de façon habituelle si l'allocation des coûts en vigueur reflétait adéquatement la causalité des coûts. Or, en dépit du fait que des ajustements répétés aient été effectués à la défaveur du tarif 2 au cours des dernières années, en dépit du fait que le taux unitaire de distribution du tarif 2 soit resté inchangé par rapport à son niveau de 2014 alors que ceux des autres tarifs ont diminué dans de fortes proportions (de 26 à 48 %), le ratio revenus / coûts du tarif 2 demeure inférieur à la valeur de 1, bien qu'il s'en rapproche au prix de « corrections » à répétition.

L'ACEFO soumet que cette situation résulte d'un biais dans l'allocation de coûts en vigueur.

---

<sup>27</sup> R-3884-2014, B-0212, colonne 1.

L'ACEFO recommande donc à la Régie d'entreprendre un réexamen de certains des facteurs d'allocation en vigueur, en particulier ceux relatifs à l'allocation des coûts des conduites principales, pour s'assurer notamment que les facteurs d'allocation basés sur le nombre de clients respectent la causalité des coûts et n'occasionnent pas un biais défavorable aux clients du tarif 2.

En autant que la Régie reconnaisse la nécessité de réexaminer les enjeux relatifs à l'allocation des coûts décrits dans la présente preuve, l'ACEFO est disposée à accepter, pour 2020, un ajustement de la répartition tarifaire subséquent à l'allocation des coûts afin de maintenir le ratio revenus / coûts du tarif 2.

**ACEFO :**

Est-ce que cela conclut votre témoignage ?

**JFB :**

Oui.

## Sommaire des conclusions et recommandations

### En ce qui concerne la demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2020-2022,

l'ACEFO **conclut** que les données présentées au Plan d'approvisionnement 2020-2022 de Gazifère sont beaucoup trop inconsistantes et/ou aléatoires pour en recommander l'approbation.

### En ce qui concerne la demande d'approbation, pour 2020, d'un facteur d'ajustement du coût du gaz basé sur un pouvoir calorifique de 38,68 MJ/m<sup>3</sup>,

l'ACEFO **recommande** à la Régie de prévoir la tenue de séances de travail afin d'examiner les implications de l'ajustement du coût du gaz relatif au pouvoir calorifique;

pour l'année 2020, puisque le contexte ne se prête pas à une reconsidération immédiate des modalités d'ajustement annuel du coût du gaz en fonction de son pouvoir calorifique approuvées en phase 3 du présent dossier, l'ACEFO **recommande** à la Régie d'autoriser l'utilisation du pouvoir calorifique de 38,68 MJ/m<sup>3</sup> proposée par Gazifère.

### En ce qui concerne l'approbation de la mise à jour des revenus requis soumise pour 2020,

l'ACEFO **conclut** qu'elle ne peut pas cautionner l'approbation de la mise à jour des revenus requis soumise par Gazifère pour l'année témoin 2020.

### En ce qui concerne l'allocation des coûts entre les tarifs pour l'année 2020,

l'ACEFO **conclut** que la situation révélée par l'introduction et le retrait du projet Thurso témoigne de l'existence d'un biais dans l'allocation des coûts en vigueur;

l'ACEFO **recommande** à la Régie d'entreprendre un réexamen de certains des facteurs d'allocation en vigueur, en particulier ceux relatifs à l'allocation des coûts des conduites principales, pour s'assurer notamment que les facteurs d'allocation basés sur le nombre de clients respectent la causalité des coûts et n'occasionnent pas un biais défavorable aux clients du tarif 2;

en autant que la Régie reconnaisse la nécessité de réexaminer les enjeux relatifs à l'allocation des coûts décrits dans la présente preuve, l'ACEFO **est disposée à accepter**, pour 2020, un ajustement de la répartition tarifaire subséquent à l'allocation des coûts afin de maintenir le ratio revenus / coûts du tarif 2.