

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2020-145

R-4119-2020

4 novembre 2020

---

**PRÉSENTS :**

Simon Turmel  
Esther Falardeau  
Nicolas Roy  
Régisseurs

---

**Énergir, s.e.c.**  
Demanderesse

et

**Intervenants dont les noms apparaissent ci-après**

---

**Décision partielle sur le fond**

*Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif d'Énergir, s.e.c., à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2020*



Demanderesse :

**Énergir, s.e.c.**

**représentée par M<sup>es</sup> Vincent Locas, Marie Lemay Lachance et Hugo Sigouin-Plasse.**

Intervenants :

**Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ)**

**représentée par M<sup>e</sup> Hélène Sicard;**

**Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)**

**représentée par M<sup>es</sup> Paule Hamelin et Nicolas Dubé;**

**Association Hôtellerie Québec et Association Restauration Québec (AHQ-ARQ)**

**représenté par M<sup>e</sup> Steve Cadrin;**

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

**représentée par M<sup>e</sup> André Turmel;**

**Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement (GRAME)**

**représenté par M<sup>e</sup> Marc Bishai;**

**Option consommateurs (OC)**

**représentée par M<sup>e</sup> Éric McDevitt David;**

**Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ)**

**représenté par M<sup>e</sup> Franklin S. Gertler;**

**Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA)**

**représenté par M<sup>e</sup> Dominique Neuman.**

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. INTRODUCTION.....</b>	<b>7</b>
1.1 DEMANDE.....	7
<b>2. CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE .....</b>	<b>9</b>
<b>3. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES, NORMES ET MÉTHODES COMPTABLES ET PRATIQUES TARIFAIRES .....</b>	<b>9</b>
3.1 PRINCIPES ET MÉTHODES D'ÉVALUATION SUIVIS DANS L'ÉTABLISSEMENT DU COÛT DE SERVICE.....	9
3.2 MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE DE FRAIS REPORTÉS RELATIF AUX AIDES FINANCIÈRES DU PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE.....	11
3.3 INSPECTION MAJEURE PAR PISTON RACLEUR.....	12
<b>4. LES DONNÉES AU DOSSIER.....</b>	<b>17</b>
4.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR.....	17
4.2 OPINION DE LA RÉGIE .....	19
<b>5. PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER .....</b>	<b>20</b>
5.1 PRÉVISION DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL.....	22
5.2 SUIVIS DES PARAGRAPHERS 194 ET 282 DE LA DÉCISION D-2019-141 .....	30
5.3 OUTILS D'APPROVISIONNEMENT REQUIS – SERVICE DE POINTE.....	31
5.4 PRÉVISION D'APPROVISIONNEMENT ET DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE .....	41
5.5 CONTRAT D'ENTREPOSAGE ENTRÉ EN VIGUEUR LE 1 <sup>ER</sup> AVRIL 2020 .....	45
5.6 REMPLACEMENT DES CAPACITÉS D'ENTREPOSAGE À DAWN AU 1 <sup>ER</sup> AVRIL 2021 .....	49
5.7 SITUATION CONCURRENTIELLE.....	52
<b>6. ÉTABLISSEMENT DU COÛT D'UTILISATION DE L'USINE LSR PAR L'ACTIVITÉ NON RÉGLEMENTÉE .....</b>	<b>56</b>
6.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR.....	56
6.2 OPINION DE LA RÉGIE .....	57
<b>7. REVENU REQUIS ET AJUSTEMENT TARIFAIRE .....</b>	<b>57</b>
7.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR.....	57
7.2 REVENU REQUIS ET AJUSTEMENT TARIFAIRE SELON LE SCÉNARIO DÉFAVORABLE .....	62
7.3 IMPACT DE LA PANDÉMIE SUR LE REVENU REQUIS DE L'ANNÉE 2019-2020 .....	63
7.4 OPINION DE LA RÉGIE .....	64

<b>8. DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION .....</b>	<b>64</b>
8.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR .....	64
8.2 POSITION DES INTERVENANTS .....	66
8.3 OPINION DE LA RÉGIE .....	67
<b>9. DÉVELOPPEMENT DES VENTES.....</b>	<b>68</b>
9.1 PLAN DE DÉVELOPPEMENT DES VENTES 2020-2021 .....	68
9.2 TAUX D'ÉCONOMIES POTENTIELLES DES TRAVAUX INTÉGRÉS .....	70
9.3 PROGRAMME DE FLEXIBILITÉ TARIFAIRE POUR LE MAZOUT ET LA BIÉNERGIE.....	72
<b>10. PROJETS D'ACQUISITION OU DE CONSTRUCTION D'IMMEUBLES OU D'ACTIFS DONT LE COÛT EST INFÉRIEUR AU SEUIL RÉGLEMENTAIRE.....</b>	<b>73</b>
10.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR.....	73
10.2 OPINION DE LA RÉGIE .....	74
<b>11. FRAIS GÉNÉRAUX ENTREPRENEURS.....</b>	<b>74</b>
11.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR.....	74
11.2 OPINION DE LA RÉGIE .....	75
<b>12. BASE DE TARIFICATION .....</b>	<b>75</b>
12.1 ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION .....	75
12.2 ÉTABLISSEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION .....	79
12.3 ÉTUDE DES TAUX D'AMORTISSEMENT.....	80
12.4 TAUX D'AMORTISSEMENT DES ACTIFS DES INSTALLATIONS GÉNÉRALES .....	81
<b>13. STRATÉGIE FINANCIÈRE .....</b>	<b>84</b>
13.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR.....	84
13.2 POSITION DE L'ACIG .....	85
13.3 POSITION DES AUTRES INTERVENANTS ET OBJECTION D'ÉNERGIR .....	87
13.4 OPINION DE LA RÉGIE .....	88
<b>14. PROGRAMMES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE .....</b>	<b>92</b>
14.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR.....	92
14.2 POSITION DES INTERVENANTS.....	95
14.3 OPINION DE LA RÉGIE .....	95
<b>15. COMPTE D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES .....</b>	<b>96</b>

15.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR.....	96
15.2 POSITION DES INTERVENANTS.....	98
15.3 OPINION DE LA RÉGIE.....	98
<b>16. ÉTUDE D'ALLOCATION DU COÛT DE SERVICE.....</b>	<b>98</b>
16.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR.....	98
16.2 OPINION DE LA RÉGIE.....	103
<b>17. FONCTIONNALISATION ET TARIFICATION DES COÛTS SUPPLÉMENTAIRES DU SPEDE AUX VOLUMES DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE .....</b>	<b>103</b>
17.1 POSITION D'ÉNERGIR.....	103
17.2 OPINION DE LA RÉGIE.....	104
<b>18. STRATÉGIE TARIFAIRE ET ÉTABLISSEMENT DES GRILLES TARIFAIRES 2020-2021 .....</b>	<b>105</b>
18.1 POSITION DES INTERVENANTS.....	108
18.2 OPINION DE LA RÉGIE.....	110
<b>19. TARIF DE TRANSPORT ET TARIF D'ÉQUILIBRAGE .....</b>	<b>112</b>
19.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR.....	112
<b>20. TARIF DE RÉCEPTION .....</b>	<b>115</b>
20.1 POINT DE RÉCEPTION DE SAINT-HYACINTHE .....	115
20.2 APPLICABILITÉ DU TARIF DE RÉCEPTION.....	117
<b>21. TARIFS DE DISTRIBUTION .....</b>	<b>118</b>
21.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR.....	118
21.2 OPINION DE LA RÉGIE.....	119
<b>22. MODIFICATIONS AU TEXTE DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF. .....</b>	<b>120</b>
22.1 CHAPITRE 2. RÉSEAU DE DISTRIBUTION.....	120
22.2 CHAPITRE 4. DEMANDE DE SERVICE DE GAZ NATUREL ET CONTRAT .....	122
22.3 CHAPITRE 11. FOURNITURE .....	123
22.4 CHAPITRE 15. DISTRIBUTION.....	124
22.5 SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION.....	127
22.6 ARTICLES 12.1.2.1 ET 13.1.2 .....	129
<b>DISPOSITIF .....</b>	<b>131</b>
<b>ANNEXE 1.....</b>	<b>136</b>

# 1. INTRODUCTION

## 1.1 DEMANDE

[1] Le 2 avril 2020, Énergir, s.e.c. (Énergir ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31 (1<sup>o</sup>), (2<sup>o</sup>) et (2.1<sup>o</sup>), 32, 34 (2), 48, 49, 52, 72, 73 et 74 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi), une demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des *Conditions de service et Tarif* à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2020 ainsi que les pièces à son soutien.

[2] Le 7 mai 2020, Énergir dépose une demande amendée et les pièces à son soutien.

[3] Le 11 juin 2020, la Régie rend sa décision procédurale D-2020-069<sup>2</sup>.

[4] Le 15 juin 2020, Énergir dépose une première demande réamendée ainsi que les pièces à son soutien.

[5] Le 8 juillet 2020, Énergir dépose une deuxième demande réamendée ainsi que les pièces à son soutien, dont celle portant sur l'amortissement accéléré du compte d'écart de coût cumulé projeté de la fourniture de gaz naturel. Elle dépose également les compléments de preuve en suivi de la décision D-2020-069 et les réponses aux demandes de renseignements (DDR) n<sup>o</sup> 1 de la Régie et des intervenants.

[6] Le 17 juillet 2020, Énergir dépose ses réponses à la DDR n<sup>o</sup> 2 de la Régie.

[7] Entre le 17 et le 22 juillet 2020, l'ACEFQ, l'ACIG, l'AHQ-ARQ, la FCEI, le GRAME, OC, le ROEÉ et SÉ-AQLPA déposent leur preuve écrite.

[8] Le 24 juillet 2020, la Régie rend sa décision D-2020-096 portant sur l'amortissement accéléré du solde complet du compte d'écart de coût cumulé projeté de la fourniture de gaz naturel à compter du 1<sup>er</sup> août 2020<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> [RLRQ, c. R-6.01.](#)

<sup>2</sup> Décision [D-2020-069](#).

<sup>3</sup> Décision [D-2020-096](#).

[9] Les 28 et 30 juillet 2020, la FCEI et le GRAME déposent une version amendée de leur preuve écrite.

[10] Les 30 et 31 juillet 2020, les intervenants déposent leurs réponses aux DDR d'Énergir.

[11] Le 3 août 2020, Énergir dépose ses réponses à la DDR n° 3 de la Régie ainsi qu'une version révisée des pièces portant sur les *Conditions de service et Tarif*.

[12] Les 7 et 14 août 2020, la Régie transmet des précisions relatives aux enjeux du taux de rendement et des prévisions contenues au présent dossier. Elle demande notamment à Énergir de présenter l'impact du scénario défavorable, en plus du scénario de base déjà au dossier<sup>4</sup>, sur la stratégie d'approvisionnement, le revenu requis, l'ajustement tarifaire et les tarifs.

[13] Le 20 août 2020, Énergir dépose une troisième demande réamendée ainsi qu'une version révisée de certaines pièces afin de refléter la mise à jour du coût en capital prospectif et des taux d'inflation applicables à la formule paramétrique des dépenses d'exploitation. Le Distributeur dépose également une version révisée de la pièce portant sur les faits saillants afin d'y présenter le suivi demandé par la Régie en ce qui a trait à l'utilisation du scénario défavorable.

[14] Le 28 août 2020, Énergir dépose ses réponses à la DDR n° 4 de la Régie ainsi qu'une version révisée des pièces portant sur les *Conditions de service et Tarif*.

[15] Du 31 août au 3 septembre 2020, la Régie tient une audience de quatre jours.

[16] Le 3 septembre 2020, Énergir dépose une quatrième demande réamendée (la Demande)<sup>5</sup>.

[17] Le 17 septembre 2020, la Régie tient une cinquième journée d'audience. Elle entame son délibéré sur la Demande le même jour.

---

<sup>4</sup> Pièces [A-0022](#) et [A-0024](#).

<sup>5</sup> Pièce [B-0202](#).

[18] Le 22 septembre 2020, la Régie rend sa décision D-2020-123<sup>6</sup> portant sur la modification au texte de l'article 11.2.3.5 des *Conditions de service et Tarif* et sur les tarifs provisoires à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2020.

[19] Dans la présente décision, la Régie se prononce, notamment, sur les éléments de la Demande nécessaires à l'établissement des tarifs et des conditions de service pour l'année 2020-2021. Elle se prononcera sur les autres éléments de la Demande ultérieurement.

## **2. CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE**

[20] La Régie retient, pour l'année tarifaire 2020-2021, la prévision de la demande du scénario défavorable pour l'établissement du revenu requis, de l'ajustement tarifaire et des tarifs.

[21] La Régie approuve la base de tarification 2020-2021 telle que déposée par Énergir.

## **3. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES, NORMES ET MÉTHODES COMPTABLES ET PRATIQUES TARIFAIRES**

### **3.1 PRINCIPES ET MÉTHODES D'ÉVALUATION SUIVIS DANS L'ÉTABLISSEMENT DU COÛT DE SERVICE**

[22] Dans sa décision D-2019-141 rendue dans le cadre du dossier tarifaire 2019-2020<sup>7</sup>, la Régie demandait à Énergir de déposer une pièce présentant les principes réglementaires, normes et méthodes comptables utilisés aux fins de l'établissement des dépenses nécessaires à la prestation du service, ainsi que le renvoi aux ordonnances et décisions pertinentes.

---

<sup>6</sup> Décision [D-2020-123](#).

<sup>7</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 35, par. 140.

[23] Elle notait également qu'Énergir présentait une nouvelle pièce dans ce dossier, soit la pièce B-0127<sup>8</sup>, qui visait à informer la Régie de l'impact ou de l'absence d'impact de certaines modifications dans les normes comptables récemment adoptées, ou qui le seraient, en vertu des principes comptables généralement reconnus (PCGR) des États-Unis. La Régie a alors pris acte des renseignements contenus dans cette nouvelle pièce et s'en est déclarée satisfaite.

### 3.1.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[24] Au présent dossier, en suivi de la décision D-2019-141, Énergir présente les principes réglementaires, normes et méthodes comptables utilisés aux fins de l'établissement des dépenses nécessaires à la prestation du service<sup>9</sup>.

[25] Le Distributeur demande à la Régie d'en prendre acte et de s'en déclarer satisfaite.

[26] Énergir ne présente pas de mise à jour de la pièce portant sur les modifications aux normes comptables récemment adoptées ou qui le seront dans le futur.

### 3.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

[27] **La Régie prend acte du suivi du paragraphe 140 de la décision D-2019-141 présenté dans la pièce B-0033, révisée comme pièce B-0112.**

[28] **La Régie demande à Énergir de déposer, dans le prochain dossier tarifaire, une mise à jour de cette pièce en fonction des prescriptions prévues aux paragraphes 57 et 58 de la présente décision. À cet égard, elle lui demande notamment d'ajouter les taux d'amortissement intérimaires selon les ordonnances GC-01 et GC-24 auxquelles Énergir réfère et que la Régie mentionne au paragraphe 42 de la présente décision.**

[29] **De plus, afin de compléter l'information relative aux normes comptables utilisées aux fins de l'établissement des états financiers statutaires, sur lesquelles**

---

<sup>8</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, pièce [B-0127](#).

<sup>9</sup> Pièce [B-0112](#).

reposent les valeurs du coût de service, la Régie demande à Énergir de déposer également, à compter du prochain dossier tarifaire, une mise à jour de la pièce B-0127 de la phase 2 du dossier R-4076-2018<sup>10</sup>.

### **3.2 MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE DE FRAIS REPORTÉS RELATIF AUX AIDES FINANCIÈRES DU PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

#### **3.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR**

[30] En suivi de la décision D-2019-088<sup>11</sup>, Énergir présente des modalités de dispositions du compte de frais reportés (CFR) relatif aux aides financières du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ). Ce CFR est constitué des variations par rapport au budget de la dépense d'amortissement, du rendement et des impôts sur la base de tarification reliés aux aides financières. Il permet de capter les écarts budgétaires liés au revenu requis.

[31] Le Distributeur mentionne qu'afin de remettre cette somme à la bonne génération de clients, il propose de maintenir le CFR hors de la base de tarification au cours du premier exercice subséquent. Par la suite, ce CFR, incluant les intérêts capitalisés y afférents, serait inclus à la base de tarification et amorti sur une période d'un an dans le coût de service du deuxième exercice subséquent. Énergir indique également qu'il est peu probable que son amortissement sur un an entraîne des impacts significatifs sur le coût de service.

[32] Énergir précise que, selon sa proposition, l'impact sur le revenu requis découlant des écarts budgétaires liés aux aides financières constatés au rapport annuel 2019 est amorti en totalité en 2020-2021. Le montant inclus au revenu requis est de 383 k\$<sup>12</sup>.

---

<sup>10</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, pièce [B-0127](#).

<sup>11</sup> Dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#), p. 132, par. 476.

<sup>12</sup> Pièce [B-0072](#), ligne 19.

### 3.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

[33] **La Régie prend acte du suivi du paragraphe 476 de la décision D-2019-088 et s'en déclare satisfaite. Conséquemment, elle approuve les modalités de dispositions du CFR relatif aux aides financières du PGEÉ, telles que proposées.**

### 3.3 INSPECTION MAJEURE PAR PISTON RACLEUR

#### 3.3.1 SUIVI DE LA DÉCISION D-2020-097

[34] Dans le cadre de son rapport annuel 2019, Énergir confirmait à la Régie que la méthode de comptabilisation relative aux inspections internes par piston racleur est différente de celle utilisée au dossier tarifaire R-4018-2017. Elle précisait par ailleurs que la capitalisation des coûts relatifs à ces inspections avait débuté le 1<sup>er</sup> octobre 2018<sup>13</sup>.

[35] Énergir mentionnait alors qu'elle devait faire preuve d'une bonne gouvernance et mettre en place les bonnes pratiques opérationnelles, quelle que soit la base sur laquelle le revenu requis était établi. Énergir précisait que ce changement avait été initié à la suite de discussions avec d'autres distributeurs gaziers qui avaient confirmé qu'ils capitalisaient de telles inspections et que cette façon de faire respectait les normes comptables en vigueur.

[36] Dans sa décision D-2020-097<sup>14</sup>, la Régie rappelait néanmoins qu'Énergir devait, d'une part, obtenir son autorisation avant de modifier ses pratiques comptables et, d'autre part, que cette autorisation devait également être obtenue lorsque le revenu requis du Distributeur est établi sur la base d'une méthode d'allègement réglementaire que dans le cadre d'un coût de service. La Régie rappelait ses attentes énoncées dans sa décision D-2008-067, plus particulièrement :

*« La Régie s'attend à ce que le rapport annuel soit établi, de façon usuelle, en fonction des principes qui étaient connus lors du dossier d'autorisation initial. La Régie est d'avis que des changements de normes comptables ayant un effet sur les comptes de la base de tarification ne devraient valoir que pour le futur et donc ne devraient pas s'appliquer pour l'année en cours, à moins d'une autorisation*

---

<sup>13</sup> Dossier R-4114-2019, décision [D-2020-097](#), p. 15, par. 38 et 39.

<sup>14</sup> Dossier R-4114-2019, décision [D-2020-097](#), p. 18, par 50.

*spécifique à cet égard. La Régie demande donc à Gaz Métro de présenter, à l'avenir, de tels changements dans le cadre d'un dossier tarifaire et de ne les mettre en application qu'à compter de l'année tarifaire pour laquelle la Régie a donné son autorisation »<sup>15</sup>. [Note de bas de page omise]*

[37] Toutefois, la Régie concluait, pour l'année 2018-2019, que :

*« [53] La Régie considère que, compte tenu que le changement appliqué semble, sans en faire un examen exhaustif, conforme aux pratiques de l'industrie, il n'y a pas lieu, exceptionnellement, de demander à Énergir de modifier son Rapport annuel 2019 en ce qui a trait au changement de pratique comptable relatif aux inspections par piston racleur »<sup>16</sup>.*

[38] Dans cette même décision, la Régie constatait cependant que le Distributeur avait déposé, le 15 juin 2020, un amendement afin d'inclure une demande d'autorisation concernant la création de nouvelles catégories d'actifs, en sus de la demande de modification des taux d'amortissement de ses actifs originalement déposée. Dans ce contexte, la Régie reportait au présent dossier sa décision finale concernant le changement de pratique comptable relatif aux inspections par piston racleur<sup>17</sup>.

### **3.3.2 PROPOSITION D'ÉNERGIR**

[39] Dans le cadre de la version amendée de son étude des taux d'amortissement et des modifications liées aux immobilisations déposée dans le présent dossier, Énergir propose, entre autres, la création d'une nouvelle catégorie d'actifs de transmission désignée « Z3110 Transm - Inspections majeures conduites » pour la comptabilisation des inspections par piston racleur<sup>18</sup>.

[40] Lors de l'audience, en réponse à une question de la Régie afin de savoir si la modification de la demande visant la création de nouvelles catégories d'actifs constitue une demande d'approbation des changements de pratiques comptables pour les inspections par piston racleur pour l'année 2020-2021, Énergir mentionne :

---

<sup>15</sup> Dossiers R-4114-2019, décision [D-2020-097](#), p. 18, par 51 et R-3654-2007, décision [D-2008-067](#), p. 7 et 8.

<sup>16</sup> Dossier R-4114-2019, décision [D-2020-097](#), p. 18, par. 53.

<sup>17</sup> Dossier R-4114-2019, décision [D-2020-097](#), p. 19, par. 55.

<sup>18</sup> Pièces [B-0106](#), annexe C, p. 1, [B-0152](#), p. 5, réponse à la question 1.4 et [B-0207](#), p. 33 et 34.

*« Alors, premièrement, la Régie doit décider s'il y a effectivement eu un changement de pratiques comptables. Énergir n'est pas de cet avis-là, vous l'aurez peut-être compris à la lecture de certaines réponses à des demandes de renseignement.*

*Par contre, si la Régie était d'avis qu'il y avait effectivement un changement de pratiques comptables qui avait été opéré par Énergir, Énergir vous demanderait de l'approuver »<sup>19</sup>.*

[41] En argumentation, Énergir indique qu'elle n'a pas procédé à un changement de pratique comptable, en ce que l'activité d'inspection par piston racleur a tellement évolué qu'elle doit maintenant être considérée comme une nouvelle activité, d'où la demande de création d'une nouvelle catégorie d'actifs.

[42] Au soutien de sa position, Énergir dépose des extraits des documents provenant du dossier R-4114-2019<sup>20</sup>. Elle réitère que la capitalisation des inspections par piston racleur ne résulte pas d'un changement de normes comptables et que le traitement comptable de ces inspections respecte les normes comptables applicables et est conforme aux pratiques de l'industrie. Le Distributeur souligne que la création de nouvelles catégories d'actifs acquis ou d'actifs installés sur le réseau entre deux études quinquennales est une pratique courante. Dans le cadre du rapport annuel 2019, Énergir croyait que cette pratique était conforme aux ordonnances GC-01 et GC-24.

[43] Énergir soumet qu'il serait inefficace et irréaliste de s'adresser à la Régie chaque fois qu'une nouvelle activité est mise en application, pour faire approuver la méthode de comptabilisation s'y rapportant dans le cas où cette méthode respecte les normes comptables applicables.

[44] Énergir invoque également que le contexte d'allégement réglementaire ne devrait pas l'empêcher de faire preuve d'une bonne gouvernance et de mettre en place les bonnes pratiques opérationnelles et comptables. Les activités d'une entreprise évoluent au fil du temps de sorte que les dépenses d'exploitation ne seront pas toutes les mêmes au terme de la période de trois ans d'allégement.

---

<sup>19</sup> Pièce [A-0035](#), p. 322.

<sup>20</sup> Pièce [B-0197](#).

[45] Finalement, Énergir indique que si la Régie devait approuver un changement de pratiques comptables, cette approbation serait applicable à partir de l'année financière 2020-2021. Pour les années précédentes, Énergir est d'avis qu'il lui reviendrait de justifier, *a posteriori*, la capitalisation de ses inspections, comme elle l'a fait au rapport annuel 2019<sup>21</sup>.

### 3.3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[46] La Régie retient que l'activité d'inspection par piston racleur a évolué.

[47] Elle note l'affirmation d'Énergir selon laquelle il s'agit d'une nouvelle activité, impliquant de nouveaux équipements découlant d'un changement technologique. Selon le Distributeur, ces changements technologiques aux inspections par piston racleur doivent se traduire par la création de la nouvelle catégorie d'immobilisations « Z3110 Transm - Inspections majeures de conduites ».

[48] La Régie note également que cette pratique comptable de créer une catégorie distincte d'immobilisations ne diffère pas de la pratique habituelle pour répondre aux nouveaux types d'actifs acquis ou installés sur le réseau entre deux études quinquennales de taux d'amortissement.

[49] **À l'instar d'Énergir, elle est d'avis que cette pratique est conforme aux ordonnances CG-01 et GC-24, qui prévoient que des taux d'amortissement intérimaires estimés peuvent être utilisés jusqu'à leur approbation par la Régie<sup>22</sup>.**

[50] Enfin, la Régie note l'affirmation d'Énergir selon laquelle la comptabilisation de la nouvelle activité d'inspection par piston racleur respecte les PCGR des États-Unis.

[51] **Conséquemment, en suivi de la décision D-2020-067, la Régie conclut que la création d'une catégorie d'immobilisations pour les nouvelles inspections majeures par piston racleur et l'utilisation, depuis l'année financière 2019, de taux**

---

<sup>21</sup> Pièce [A-0045](#), p. 46.

<sup>22</sup> Pièce [B-0197](#), p. 15 du fichier PDF (extrait d'un document provenant du dossier R-4114-2019).

**d'amortissement intérimaire qui en découle ne constitue pas un changement de pratique comptable.**

[52] La Régie juge utile de souligner qu'en vertu de l'article 32 de la Loi, elle peut énoncer des principes généraux pour la détermination et l'application des tarifs qu'elle fixe. Elle peut également, de sa propre initiative ou à la demande d'une personne intéressée, en vertu de l'article 32 (3.1°) de la Loi, déterminer pour un distributeur de gaz naturel les méthodes comptables et financières qui lui sont applicables.

[53] En matière de principes comptables généraux et de méthodes comptables, les décisions D-2012-077<sup>23</sup> et D-2015-212<sup>24</sup> présentent notamment ce que la Régie retient pour déterminer le coût de service.

[54] Aussi, en vertu de l'article 75 de la Loi, le Distributeur doit fournir annuellement un rapport contenant, notamment, les informations relatives à son actif, son passif, ses dépenses et ses revenus de l'année. Ainsi, en matière de reddition des comptes, les états financiers non consolidés et le rapport des auditeurs indépendants déposés dans le cadre des rapports annuels permettent à la Régie d'avoir une assurance que les différentes composantes du revenu requis sont établies de façon conforme aux principes, méthodes comptables et autres éléments permettant de déterminer les trop-perçus ou manques à gagner pour chacun des services.

[55] La Régie constate que le fait d'utiliser différentes expressions qui ne sont pas clairement définies, telles que, sans être exhaustif, « méthode de comptabilisation », « pratique comptable » et « méthode comptable », peut porter à confusion. Elle comprend que le Distributeur doit déterminer des pratiques comptables pour appliquer les méthodes comptables autorisées.

[56] La Régie réitère sa conclusion du paragraphe 49 de la décision D-2020-097<sup>25</sup> selon laquelle l'allégement réglementaire ne soustrait pas le Distributeur de son obligation de faire preuve d'une bonne gouvernance et de mettre en place des bonnes pratiques opérationnelles et comptables. À cette fin, à moins d'indication contraire, elle ne juge pas

---

<sup>23</sup> Dossier R-3773-2011, décision [D-2012-077](#), p. 21 et 22, par. 80.

<sup>24</sup> Dossier R-3940-2015, décision [D-2015-212](#), p. 31.

<sup>25</sup> Dossier R-4114-2019, décision [D-2020-097](#), p. 17.

nécessaire de se prononcer sur la comptabilisation de chaque activité, en autant que celle-ci respecte les normes comptables en vigueur.

[57] Par ailleurs, dans sa décision D-2019-141<sup>26</sup>, la Régie jugeait nécessaire que l'ensemble des décisions réglementaires rendues au cours des dernières décennies et permettant de déterminer les dépenses nécessaires à la prestation du service soit répertorié dans un document de synthèse. Tel que relaté au paragraphe 24 de la présente décision, ce document de synthèse nouvellement déposé dans le cadre des dossiers tarifaires permet de présenter les principes et méthodes comptables ainsi que les autres méthodes d'évaluation utilisées pour établir le coût de service.

[58] La Régie constate que l'utilisation des taux d'amortissement intérimaires estimés prévue aux ordonnances GC-01 et GC-24 n'est pas reflétée dans ce document de synthèse. **Conséquemment, la Régie demande au Distributeur, dans la prochaine version révisée de la pièce B-0112, d'ajouter l'utilisation de taux d'amortissement intérimaires estimés.**

[59] **De plus, la Régie ordonne à Énergir, dans le cadre des rapports annuels ou des dossiers tarifaires à venir, selon le cas, de présenter les taux d'amortissement intérimaires estimés et de justifier leur utilisation.**

## 4. LES DONNÉES AU DOSSIER

### 4.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[60] Énergir indique avoir décidé d'aller de l'avant avec le dépôt de son dossier tarifaire pour l'année 2020-2021 sur la base des données disponibles au moment de la préparation des différentes pièces afin de s'assurer d'obtenir des tarifs à jour dans les temps voulus. Compte tenu de la nature imprévisible du contexte économique actuel, en lien avec la pandémie de COVID-19 (la Pandémie), lors du premier dépôt de pièces en avril 2020, Énergir a soulevé la possibilité que certaines révisions à ses prévisions puissent s'avérer nécessaires.

---

<sup>26</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 35, par. 138.

[61] Dans la version révisée du document portant sur les faits saillants du présent dossier, Énergir présente l'approche finale retenue relative aux impacts de la Pandémie :

*« Depuis le début de la pandémie, Énergir suit de près les principaux indicateurs économiques qui servent à la préparation du dossier tarifaire et communique plus fréquemment avec ses clients grandes entreprises pour, entre autres, discuter de leurs prévisions de consommation en gaz naturel. Énergir effectue aussi un balisage hebdomadaire des différentes pratiques réglementaires, tarifaires et commerciales mises en place par d'autres régulateurs, distributeurs d'énergie et autres entreprises d'utilité publique au Canada. Énergir a également rehaussé le niveau de suivi de ses coûts internes afin d'en assurer la gestion prudente en temps de crise.*

*Présentement, Énergir ne dispose pas de données probantes qui lui permettraient de modifier son dossier tarifaire à brève échéance. En effet, les plus récentes données relatives à l'économie présentent une volatilité inhabituelle, particulièrement pour l'année 2020-2021, et plusieurs projections s'écartent grandement du consensus, ce qui est plutôt rare. [...]*

*Une situation similaire existe aussi chez les clients grandes entreprises, qui représentent environ 50 % des volumes totaux. Ces derniers ont de la difficulté à fournir des prévisions de consommation au-delà de quelques mois et plusieurs d'entre eux soutiennent que ces prévisions sont sujettes à changement.*

*Force est de constater que l'incertitude qui plane sur l'économie à court terme ne devrait se dissiper que dans les semaines, sinon les mois à venir. Cela empêche une mise à jour rapide du dossier et limite la possibilité d'obtenir une décision en temps opportun pour de nouveaux tarifs entrant en vigueur au 1<sup>er</sup> décembre 2020. [...] Ainsi, Énergir n'entend pas mettre à jour son dossier tarifaire, sauf en ce qui a trait aux mises à jour prévues en août 2020 pour la formule paramétrique des dépenses d'exploitation et le coût en capital prospectif »<sup>27</sup>. [Notes de bas de page omises]*

[62] Par ailleurs, Énergir souligne que le cadre réglementaire actuel met à sa disposition plusieurs outils qui lui permettront de s'adapter au contexte économique qui prévaudra dans les prochains mois, sans qu'il soit nécessaire de mettre à jour le présent dossier tarifaire, tels que :

---

<sup>27</sup> Pièce [B-0164](#), p. 4 et 5.

- des ajustements ponctuels aux prix du transport et des outils d'équilibrage, comme le prévoit déjà le texte des *Conditions de service et Tarif*;
- revoir la stratégie d'approvisionnements gaziers pour l'hiver 2020-2021 lors de la révision 0/12 et l'ajuster au besoin selon les circonstances;
- le mécanisme de découplage des revenus.

[63] En ce qui a trait aux coûts, Énergir mentionne que l'ajustement des dépenses d'exploitation en fonction de l'accroissement réel du nombre de clients ainsi que le mode de partage des trop-perçus au service de distribution incitent à une gestion prudente des dépenses.

[64] Pour ces raisons, le Distributeur demande à la Régie de ne pas donner suite aux recommandations formulées par l'ACEFQ, l'AHQ-ARQ, OC, le ROEEÉ et SÉ-AQLPA visant la révision ou la mise à jour des données et prévisions contenues à sa preuve en vue de l'audience débutant le 31 août 2020<sup>28</sup>.

## 4.2 OPINION DE LA RÉGIE

[65] En raison de l'incertitude et de l'absence de données probantes, la Régie ne retenait pas les recommandations des intervenants visant à réviser les prévisions déposées au présent dossier avant l'audience :

*« En ce qui a trait aux prévisions déposées par Énergir au présent dossier, la Régie retient qu'Énergir ne dispose pas, actuellement, de données probantes lui permettant de les mettre à jour compte tenu des impacts à court terme de la présente période d'incertitude. Elle note également que les clients des grandes entreprises, qui représentent environ 50 % des volumes de gaz naturel, éprouvent des difficultés à fournir des prévisions de consommation au-delà de quelques mois. De plus, plusieurs d'entre eux soutiennent que ces prévisions sont sujettes à changement.*

*En pareilles circonstances, des données révisées présentant le même niveau d'incertitude et de volatilité que celles déjà au dossier seraient d'une utilité somme toute limitée. La Régie considère toutefois qu'il serait opportun, pour l'examen de la stratégie tarifaire de l'année 2020-2021, de connaître les impacts sur cette*

---

<sup>28</sup> Pièce [B-0149](#).

*stratégie en ayant également recours au scénario défavorable présenté dans le cadre du plan d’approvisionnement plutôt qu’au seul scénario de base »<sup>29</sup>.*

[66] En cours d’audience, l’AHQ-ARQ, OC, le ROEÉ et SÉ-AQLPA maintiennent leurs recommandations visant, notamment, à mettre à jour les données du plan d’approvisionnement.

[67] De son côté, l’ACEFQ recommande une correction anticipée du scénario de base en réduisant d’au moins 2 % la prévision des volumes, sur la base des informations disponibles.

[68] Pour les motifs exposés dans la section 5.1.5 de la présente décision, la Régie ne retient pas les recommandations finales de l’AHQ-ARQ, d’OC, du ROEÉ et de SÉ-AQLPA visant à réviser les données du plan d’approvisionnement.

[69] Quant à la recommandation de l’ACEFQ visant une correction anticipée du scénario de base, pour les motifs exposés dans la section 18.2 de la présente décision, la Régie retient le scénario défavorable pour l’établissement du revenu requis, de l’ajustement tarifaire et des tarifs de l’année 2020-2021.

## **5. PLAN D’APPROVISIONNEMENT GAZIER**

[70] Le plan d’approvisionnement 2021-2024 est préparé par Énergir en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d’approvisionnement* (le Règlement)<sup>30</sup>. Il couvre le plan annuel et le plan quadriennal, tant au niveau de la prévision de la demande, par type de clientèle, que des approvisionnements gaziers.

[71] Dans un premier temps, Énergir expose sa vision à long terme du contexte gazier. Elle explique le contexte économique et énergétique dans lequel elle prévoit évoluer au cours des quatre prochaines années, ainsi que la situation concurrentielle qui en découlera.

---

<sup>29</sup> Pièce [A-0022](#), p. 2.

<sup>30</sup> [RLRQ c. 6.01, r.8.](#)

[72] Le Distributeur commente également les écarts dans les prévisions de livraison pour l'année en cours, soit la différence entre la prévision établie lors de la cause tarifaire 2019-2020 et celle établie lors de l'exercice budgétaire 4/8 2019-2020 (4 mois réels / 8 mois projetés) utilisée comme point de départ dans le présent dossier.

[73] Pour établir les bases du plan d'approvisionnement, Énergir détaille le contexte gazier dans lequel elle évolue plus spécifiquement et, conséquemment, la stratégie d'approvisionnement sur l'horizon du plan. Les données particulières à la planification de l'année financière 2020-2021 seront également détaillées.

[74] La Régie note que le plan d'approvisionnement 2021-2024 est établi conformément aux dispositions du Règlement, en tenant compte du fait que les caractéristiques des contrats de GNR que le Distributeur entend conclure sont présentées dans le cadre du dossier R-4008-2017.

[75] À cet égard, la Régie note qu'au moment de déposer le plan d'approvisionnement 2021-2024 au présent dossier, les caractéristiques de deux contrats d'approvisionnement en GNR étaient déjà approuvées. De plus, en ce qui a trait à la sécurité d'approvisionnement, la Régie note que le débit quotidien provenant des achats prévus de GNR dans le territoire desservi par Énergir, passant de  $8 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  en 2021 à  $84 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  en 2024<sup>31</sup>, est somme toute marginal, considérant les besoins d'approvisionnement totaux pour chaque année du plan d'approvisionnement.

**[76] Conséquemment, pour les motifs présentés aux sections suivantes, la Régie approuve le plan d'approvisionnement 2021-2024 d'Énergir. Elle prend acte de la stratégie d'approvisionnement proposée pour l'année 2020-2021 permettant de combler le déficit d'outils d'approvisionnement établi à  $1\,074 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  selon le scénario de base et  $353 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ , selon le scénario défavorable.**

---

<sup>31</sup> Pièce [B-0113](#), annexe 14, p. 2.

## 5.1 PRÉVISION DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL

### 5.1.1 SCÉNARIO DE BASE

[77] Le plan d’approvisionnement présente la prévision de la demande de gaz naturel pour les années 2021 à 2024, établie selon la méthode d’évaluation de la demande continue en journée de pointe, ainsi que les outils d’approvisionnement requis pour satisfaire cette demande.

[78] Énergir présente les hypothèses économiques utilisées dans ce plan d’approvisionnement comme suit :

**TABLEAU 1**  
**HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES**

Hypothèses économiques				
	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024
Croissance du PIB québécois	1,56 %	1,49 %	1,47 %	1,46 %
Taux d'inflation québécoise	1,79 %	1,74 %	1,88 %	1,99 %
Taux de change (\$US/\$CAN)	0,77	0,77	0,77	0,76

Source : Pièce [B-0113](#), p. 27.

[79] En fonction des hypothèses économiques et énergétiques retenues et de la révision volumétrique 4/8 de l’année 2020, le Distributeur établit la prévision de la demande de la clientèle pour les quatre années du plan d’approvisionnement comme suit :

**TABLEAU 2**  
**DEMANDE AVANT INTERRUPTIONS (SCÉNARIO DE BASE)**

<b>Catégorie de clientèle</b> (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>
Grandes entreprises	3 157,2	3 225,4	3 388,4	3 387,8
Petits et moyens débits	3 040,3	3 038,7	3 037,1	3 036,4
<b>TOTAL</b>	<b>6 197,5</b>	<b>6 264,2</b>	<b>6 425,4</b>	<b>6 424,2</b>

Source : Pièce [B-0113](#), p. 8. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

[80] Énergir évalue la croissance de la demande totale en gaz naturel à 3,66 % sur l’horizon du plan. Le Distributeur explique que la position concurrentielle actuellement favorable du gaz naturel par rapport aux autres sources d’énergie et le maintien anticipé de cet avantage sur un horizon de moyen terme se traduisent en de nouvelles ventes et en des hausses de consommation chez des clients existants, qui permettent d’assurer une croissance des livraisons.

[81] De plus, Énergir ne planifie pas l’ajout de capacités de transport pour répondre à la marge excédentaire prévue à l’article 72 de la Loi<sup>32</sup>, puisqu’aucun projet industriel ne répond aux critères présentés lors de la cause tarifaire 2019-2020.

[82] Énergir présente également un plan d’approvisionnement à l’horizon 2024 selon des scénarios favorable et défavorable, sur la base, notamment, d’hypothèses économiques ajustées à partir du scénario de base.

[83] Au présent dossier, le scénario défavorable a davantage retenu l’attention de la Régie, considérant le contexte lié à la Pandémie et l’incertitude qui en découle.

---

<sup>32</sup> [RLRQ, c. R-6.01.](#)

### 5.1.2 SCÉNARIO DÉFAVORABLE

[84] Le scénario défavorable vise à évaluer la demande minimale de gaz naturel pour la durée du plan d’approvisionnement. Les hypothèses économiques retenues au scénario défavorable consistent en :

- une croissance du PIB québécois plus faible, variant de 0,56 % en 2020 à 0,46 % en 2024, soit 1 % de moins par année qu’au scénario de base;
- une position concurrentielle du gaz naturel moins favorable en raison d’une hausse du prix du gaz naturel et d’une baisse des prix du mazout par rapport à ce qui était prévu au scénario de base;
- une baisse des mises en chantier résidentielles de 10 % et une baisse du nombre des permis de bâtir du marché affaires, en fonction de la baisse d’un point de pourcentage de la croissance du PIB<sup>33</sup>.

[85] De plus, les volumes de plusieurs clients du marché des grandes entreprises sont ajustés à la baisse afin de tenir compte de conditions défavorables propres à chacun et pouvant influencer négativement leur consommation, voire entraîner des fermetures. Le scénario défavorable exclut également des volumes de certains projets qui pourraient se réaliser entre 2021 et 2024, mais dont la probabilité de réalisation est en dessous de 75 %.

[86] Pour le scénario défavorable, le Distributeur établit la prévision de la demande de la clientèle pour les quatre années du plan d’approvisionnement comme suit :

**TABLEAU 3**  
**DEMANDE AVANT INTERRUPTIONS (SCÉNARIO DÉFAVORABLE)**

Catégorie de clientèle (10 <sup>6</sup> m <sup>6</sup> )	2021	2022	2023	2024
Grandes entreprises	3 051,6	3 075,1	3 064,1	3 062,3
Petits et moyens débits	2 979,3	2 912,8	2 844,7	2 778,6
<b>TOTAL</b>	<b>6 030,9</b>	<b>5 987,9</b>	<b>5 908,8</b>	<b>5 840,9</b>

Source : À partir des données à la pièce [B-0113](#), p. 55. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

<sup>33</sup> Pièce [B-0113](#), p. 54 et 55.

[87] À l'exception de l'année 2020-2021, l'impact d'un scénario défavorable se mesure par des capacités de transport excédentaires comparativement au scénario de base. Des ventes de capacités de transport *a priori* seraient donc requises à compter de l'année 2021-2022<sup>34</sup>.

[88] Pour l'année 2020-2021, le plan d'approvisionnement selon le scénario défavorable fait état d'un déficit d'outils de  $353 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ . Tel que mentionné à la section 5.3.1 de la présente décision, Énergir entend maintenir le service de pointe déjà contracté.

[89] En audience, Énergir mentionne qu'une révision du plan d'approvisionnement, basée sur une projection de la demande mise à jour, se fera à l'automne 2020, ce qui permettra de revoir la stratégie d'approvisionnement gazier pour l'hiver 2020-2021 :

*« D'abord, il faut souligner que, comme toujours, il y a une révision du plan d'approvisionnement qui va se faire à l'automne, juste avant l'hiver, et cette révision-là va se baser sur une nouvelle projection du modèle »<sup>35</sup>.*

### 5.1.3 AUTRES SCÉNARIOS

[90] Énergir a également évalué, à haut niveau, deux scénarios de baisses des volumes en lien avec l'impact de la Pandémie. Elle présente les scénarios A et B en réponse à une DDR de l'ACEFQ<sup>36</sup>.

[91] Le scénario A correspond à une situation où une reprise des activités est constatée à l'été 2020 et où le Québec échappe à une deuxième vague de la Pandémie, ce qui entraînerait une baisse des volumes de distribution de 2 % par rapport à la prévision 4/8 2020 au présent dossier tarifaire. Dans le scénario B, une deuxième vague frappe à l'hiver 2020-2021 avec un deuxième confinement qui entraînerait une baisse des volumes de 11 %.

---

<sup>34</sup> Pièce [B-0113](#), annexe 16, p. 2, ligne 53.

<sup>35</sup> Pièce [A-0035](#), p. 144.

<sup>36</sup> Pièce [B-0126](#), p. 5.

[92] En cours d'audience, Énergir indique que la Pandémie aura possiblement un effet à la baisse sur les volumes de gaz naturel distribués et que l'incertitude qui plane toujours sur l'économie rend difficile l'établissement de prévisions fiables basées sur des données probantes pour l'année 2020-2021<sup>37</sup>. Elle souligne que les scénarios évalués présentent tous un niveau élevé d'incertitude et de volatilité. Le Distributeur soumet que le scénario de base pourrait toujours se concrétiser<sup>38</sup>.

#### 5.1.4 POSITION DES INTERVENANTS

[93] Selon l'ACEFQ, on ne peut conclure que les volumes prévus au plan d'approvisionnement tel que soumis par Énergir sont raisonnables ou justifiés, car les prévisions sont déconnectées de la réalité dans le contexte de la Pandémie. L'intervenante recommande que la Régie corrige de façon anticipée, sur la base des informations dont elle dispose, le scénario de base en réduisant de 2 % la prévision des volumes, ce qui se rapproche du scénario défavorable.

[94] Constatant qu'une large part du travail a été faite pour la préparation du scénario défavorable et l'établissement des revenus et tarifs qui en découleraient, l'ACEFQ soumet que la Régie pourrait privilégier une révision de la prévision des volumes en fonction du scénario défavorable, si elle considère que cela constitue une option plus susceptible de trouver application dans des délais appropriés<sup>39</sup>.

[95] L'ACIG estime que le plan d'approvisionnement gazier pour l'année tarifaire 2020-2021, tel que proposé par Énergir, est suffisamment dimensionné pour répondre à la demande projetée. L'intervenante est d'avis qu'au vu du contexte actuel et des incertitudes qui demeurent quant à l'impact de la crise liée à la Pandémie sur le niveau de la demande, il ne serait pas pertinent de reconsidérer les prévisions de consommation.

[96] L'ACIG recommande donc à la Régie d'approuver le plan d'approvisionnement tel que proposé par Énergir.

---

<sup>37</sup> Pièce [B-0182](#), p. 5.

<sup>38</sup> Pièce [A-0035](#), p. 141 et 186.

<sup>39</sup> Pièce [C-ACEFQ-0015](#), p. 14 et 17.

[97] L’AHQ-ARQ note que les prévisions des livraisons du plan d’approvisionnement ont, comme point de départ, les données de l’année en cours basées sur la révision volumétrique 4/8 finalisée en février 2020. L’intervenant est d’avis que les livraisons globales de l’année en cours seront vraisemblablement significativement plus basses que la révision volumétrique 4/8 2020. Par conséquent, l’AHQ-ARQ considère que la révision 4/8 de l’année en cours devrait être différente pour les scénarios favorable et défavorable.

[98] L’AHQ-ARQ recommande qu’Énergir présente, à l’avenir, des scénarios favorable et défavorable dont les valeurs de l’année en cours seraient différentes du scénario de base tant que l’année en cours n’est pas terminée.

[99] Le contexte de la Pandémie et l’impact de la transition énergétique amènent le GRAME à questionner le développement du réseau de gaz naturel au Québec, notamment en matière de rentabilité de nouveaux projets de développement et de prévisions de consommation. En conséquence, il recommande la tenue de séances de travail afin d’évaluer si le développement du réseau de gaz naturel au Québec est toujours soutenable.

[100] L’intervenant recommande également la mise en place d’un mécanisme de surveillance afin de suivre de plus près l’évolution de la transition énergétique et l’impact sur le taux d’attrition et les volumes de consommation.

[101] OC est d’avis que les hypothèses économiques retenues au présent dossier ainsi que la prévision de la demande qui en découle se doivent de refléter le contexte économique actuel. Conséquemment, elle recommande de mettre à jour la prévision de la demande pour l’horizon du plan d’approvisionnement.

[102] De plus, en cours d’audience, OC s’appuie sur la preuve écrite de l’AHQ-ARQ afin de recommander l’utilisation d’un modèle de prévisions probabilistes objectives<sup>40</sup>.

[103] Le ROEÉ est d’avis que la situation actuelle en ce qui a trait à la croissance du PIB, à la position concurrentielle et au nombre de mises en chantier semble tendre vers le scénario défavorable. Initialement, il recommandait donc à la Régie d’utiliser le scénario défavorable pour l’estimation de la demande dans le plan d’approvisionnement 2021-2024.

---

<sup>40</sup> Pièce [C-OC-0014](#), p. 11.

[104] En cours d'audience, le ROÉÉ indique que la meilleure prévision se trouve probablement entre le scénario A et le scénario B. Toutefois, considérant que le scénario A est déjà bien élaboré dans les dossiers d'Énergir, il demande l'utilisation de ce scénario, ce qui implique une baisse des volumes de 2,1 % par rapport au scénario de base.

[105] SÉ-AQLPA soumet que le scénario défavorable est réaliste quant aux effets de la Pandémie. Il recommande qu'Énergir mette à jour sa prévision de la demande et son plan d'approvisionnement 2021-2024 selon le scénario défavorable. Il recommande également que les prévisions de coûts et de revenus ainsi que les tarifs 2020-2021 soient fondés sur cette prévision de la demande.

[106] De plus, afin d'appliquer cette recommandation, SÉ-AQLPA recommande qu'Énergir dépose les pièces révisées le 1<sup>er</sup> novembre 2020.

### **5.1.5 OPINION DE LA RÉGIE**

[107] La Régie note que le principal enjeu du plan d'approvisionnement 2021-2024 se situe au niveau de la prévision de la demande et du scénario à retenir pour la stratégie tarifaire 2020-2021 en raison des impacts de la Pandémie.

[108] En ce qui a trait à la prévision de la demande présentée au présent dossier, la Régie constate qu'elle est établie de la même manière que celle présentée dans le dossier tarifaire de l'année dernière, incluant l'établissement de la demande continue en journée de pointe et des besoins d'approvisionnement pour l'hiver extrême, tant pour le scénario de base que pour les scénarios favorable et défavorable. Elle note également que le scénario défavorable permet d'évaluer la demande minimale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

[109] Le sommaire de diverses prévisions économiques présentées à titre d'information par Énergir, telles que mises à jour à la demande de la Régie lors de l'audience, rendent compte de l'ampleur historique des impacts économiques engendrés par la Pandémie et pointent vers une reprise plus ou moins forte au cours des prochains mois. Quoique l'incertitude qui plane toujours sur l'économie rende difficile l'établissement de prévisions fiables basées sur des données probantes pour l'année 2020-2021, la Régie retient que les scénarios évalués présentent tous un niveau élevé d'incertitude et de volatilité et que la Pandémie aura possiblement un effet à la baisse sur les volumes de gaz naturel distribués.

[110] Par ailleurs, la Régie souligne qu'en vertu du Règlement Énergir dépose annuellement un plan d'approvisionnement qui couvre quatre années. En guise de référence, Énergir indique que la préparation du plan d'approvisionnement présenté au présent dossier a débuté à l'automne 2019<sup>41</sup>.

[111] La Régie comprend donc que la préparation du plan d'approvisionnement qui sera présenté dans le dossier tarifaire 2021-2022 débutera sous peu. Dans ce contexte, elle est d'avis que le prochain dossier tarifaire sera le forum approprié pour déposer un plan d'approvisionnement qui tiendra compte des impacts de la Pandémie. Conséquemment, la Régie ne retient pas les recommandations des intervenants visant à mettre à jour les données du plan d'approvisionnement 2021-2024. Par ailleurs, la Régie comprend qu'une révision du plan d'approvisionnement pour la prochaine année aura lieu à l'automne 2020, sur la base d'une nouvelle prévision de la demande.

[112] La Régie ne retient pas les recommandations du GRAME. Elle rappelle que récemment, elle s'est prononcée dans sa décision D-2018-080<sup>42</sup> sur la question de la rentabilité des investissements d'Énergir.

[113] Finalement, la Régie retient la recommandation de l'AHQ-ARQ portant sur les données de l'année de base pour les scénarios favorable et défavorable. D'un point de vue conceptuel, cela permettrait de conserver une approche par scénario pour les données prévisionnelles de l'année en cours, au même titre que pour les prévisions des années subséquentes.

**[114] Conséquemment, la Régie demande à Énergir, à compter du prochain dossier tarifaire, de faire varier les prévisions volumétriques du scénario de base aux fins de la révision 4/8 de l'année en cours, afin d'établir les scénarios favorable et défavorable.**

---

<sup>41</sup> Pièce [B-0164](#), p. 5.

<sup>42</sup> Dossier R-3867-2013 Phase 3B, décision [D-2018-080](#).

## 5.2 SUIVIS DES PARAGRAPHES 194 ET 282 DE LA DÉCISION D-2019-141

### 5.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[115] En suivi du paragraphe 194 de la décision D-2019-141, Énergir présente le suivi des projets de développement selon la nouvelle grille d'évaluation utilisée dans la méthodologie d'établissement de la marge excédentaire en transport. Le Distributeur ajoute les renseignements relatifs au dossier tarifaire le plus récent, afin de permettre de suivre individuellement chaque projet entre les différents plans d'approvisionnement depuis le dossier tarifaire 2013-2014<sup>43</sup>.

[116] Énergir présente également, en suivi du paragraphe 282, les volumes issus de la maturation des nouvelles ventes prévues par catégorie tarifaire<sup>44</sup>.

### 5.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

[117] **La Régie prend acte du suivi des paragraphes 194 et 282 de la décision D-2019-141 présenté respectivement aux Annexes 3 et 4 du plan d'approvisionnement et s'en déclare satisfaite.**

[118] Au paragraphe 282 de la décision D-2019-141, le suivi demandé par la Régie avait trait au présent dossier tarifaire. Toutefois, la Régie juge utile que l'information soit présentée à chaque dossier tarifaire. **Par conséquent, la Régie demande à Énergir, à compter du dossier tarifaire 2021-2022 et pour les dossiers subséquents, de mettre à jour l'annexe 4 de la pièce B-0113 portant sur la maturation des nouvelles ventes.**

---

<sup>43</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 46 et pièce B-0114, annexe 3 (pièce confidentielle).

<sup>44</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 64.

## 5.3 OUTILS D'APPROVISIONNEMENT REQUIS – SERVICE DE POINTE

### 5.3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[119] Afin de répondre aux besoins établis, Énergir doit détenir les outils d'approvisionnement nécessaires pour satisfaire la demande en journée de pointe des clients au service continu, la demande annuelle de ces clients et, dans la mesure du possible, celle des clients au service interruptible.

[120] Pour l'année 2020-2021, Énergir indique que le total des approvisionnements requis s'élève à  $36\,723\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ , alors que le débit des approvisionnements actuel est de  $35\,649\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ . De ce fait, le Distributeur évalue le déficit d'outils à combler à  $1\,074\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ <sup>45</sup>.

[121] Pour les années subséquentes, Énergir prévoit des déficits d'approvisionnement sur l'horizon du plan d'approvisionnement<sup>46</sup>. Afin de combler les déficits prévus pour les trois dernières années du plan, Énergir prévoit avoir recours à une combinaison de services de pointe et à l'ajout de capacités de courte distance Firm Transportation Short Haul (FTSH) lors de l'hiver.

[122] Pour les années 2021-2022 et 2022-2023, Énergir mentionne pouvoir combler les déficits respectifs de  $147\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  et  $1\,490\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  avec des approvisionnements de court terme.

[123] Pour l'année 2023-2024, Énergir anticipe un déficit d'approvisionnement de  $1\,360\,10^3\text{m}^3$ . Selon les discussions avec TransCanada Pipelines Limited (TCPL), le Distributeur mentionne qu'il n'y a pas de capacité existante disponible, ce qui pourrait nécessiter le recours à un appel d'offres pour de la nouvelle capacité en transport<sup>47</sup>. Énergir mentionne qu'elle évalue différents scénarios afin de pallier le déficit d'outil projeté et qu'elle reviendra à la Régie lorsqu'elle aura ciblé l'option la plus avantageuse pour la clientèle<sup>48</sup>.

---

<sup>45</sup> Pièce [B-0113](#), p. 77 et 78.

<sup>46</sup> Pièce [B-0113](#), p. 73, Tableau 28.

<sup>47</sup> NCOS : New Capacity Open Season.

<sup>48</sup> Pièce [B-0190](#), p. 9.

[124] Au moment de produire le plan d'approvisionnement et afin de combler le déficit d'outils constaté pour l'année 2020-2021, Énergir mentionne avoir déjà contracté sur le marché secondaire un service de pointe de 1 074 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour.

[125] Aux fins de la détermination de la stratégie d'approvisionnement à retenir pour la première année du plan d'approvisionnement, le Distributeur présente une analyse de rentabilité en fonction de la structure retenue ainsi que deux scénarios alternatifs. L'analyse consiste en une comparaison des coûts totaux d'approvisionnement selon les scénarios suivants<sup>49</sup> :

- Scénario 1 : Achat d'une capacité de transport Firm Transportation Long Haul (FTLH) de 1 074 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour du mois de décembre au mois de mars à un prix de 2,85 \$/GJ.
- Scénario 2 : Achat d'une capacité de transport FTSH de 1 074 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour du mois de décembre au mois de mars à un prix de 1,68 \$/GJ.
- Scénario 3 : Achat auprès d'un fournisseur dans le marché secondaire d'un outil de pointe de capacité quotidienne de 1 074 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, disponible pendant cinq jours lors de l'hiver 2020-2021. La prime fixe de cet outil est de [REDACTED] et la prime variable est établie selon le [REDACTED].

[126] Énergir mentionne qu'elle a retenu le scénario 3 pour le plan d'approvisionnement de l'année 2020-2021 puisqu'il génère des économies d'un peu plus de 9 M\$ comparativement aux scénarios 1 et 2<sup>50</sup>.

[127] Énergir prévoit mettre à jour le plan d'approvisionnement 2020-2021 avant le début de l'hiver et en continu. À ce moment, le Distributeur entend optimiser les outils d'approvisionnement dans le meilleur intérêt de la clientèle, tel qu'il sera constaté au rapport annuel 2020-2021<sup>51</sup>.

---

<sup>49</sup> Pièce [B-0113](#), p. 79.

<sup>50</sup> Pièce [B-0113](#), annexe 11.

<sup>51</sup> Pièce [B-0190](#), p. 5.

[128] Le Distributeur explique que l'outil de pointe déjà contracté correspond à un approvisionnement ponctuel de 1 074 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour disponible pour cinq journées pendant l'hiver 2020-2021. Énergir mentionne également qu'elle dispose de la possibilité de lever l'option, en tout ou en partie, jusqu'au [REDACTED]. Le cas échéant, l'option n'aura entraîné aucun coût pour la clientèle.

[129] Le Distributeur est d'avis que l'ajout de capacités en service de pointe est limité et qu'il devrait être intégré seulement pour répondre à des besoins de court terme et avec prudence, considérant que la possibilité d'un recours à un tel service dans le cadre du plan d'approvisionnement dépend du profil de consommation global de la clientèle et que sa rentabilité par rapport aux autres outils dépend des hypothèses de prix et du profil de consommation spécifiques à une année donnée<sup>52</sup>.

[130] À cet égard, Énergir souligne également que la prime fixe d'un tel service de pointe peut être relativement basse, mais que son coût variable peut s'avérer potentiellement très élevé<sup>53</sup>. Ainsi, avant d'utiliser cet outil, Énergir soumet qu'elle tentera d'utiliser tout autre service ou option qui serait disponible et moins onéreux selon la situation qui prévaudra à ce moment.

[131] En ce qui concerne l'analyse de rentabilité au soutien de la stratégie d'approvisionnement retenue pour l'année 2020-2021, soit contracter les capacités de 1 074 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en service de pointe, Énergir soumet qu'elle a appliqué la méthodologie d'établissement reconnue et autorisée par la Régie en considération de la balise qui définit la sécurité d'approvisionnement, soit couvrir l'entièreté des mois d'hiver de décembre à mars<sup>54</sup>.

---

<sup>52</sup> Pièce [B-0207](#), par. 37.

<sup>53</sup> Pièces [B-0207](#), par. 38 et [B-0190](#), p. 6.

<sup>54</sup> Pièce [A-0036](#), p. 44.

### ***Stratégie d'approvisionnement – Scénario défavorable***

[132] À la demande de la Régie, Énergir dépose l'impact du scénario défavorable sur la stratégie d'approvisionnement, le revenu requis, l'ajustement tarifaire et les tarifs<sup>55</sup>. Le Distributeur mentionne que le scénario défavorable se traduit par un déficit en outils d'approvisionnement pour l'année 2020-2021 de 353 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour comparativement à 1 074 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, selon le scénario de base.

[133] Afin de combler ce déficit d'outils identifié au scénario défavorable, Énergir prévoit retenir la même stratégie qu'au scénario de base, soit maintenir le service de pointe déjà contracté.

[134] Le Distributeur dépose une analyse de rentabilité, en incluant les hypothèses considérées, aux fins de l'évaluation de la stratégie d'approvisionnement selon le scénario défavorable<sup>56</sup>. En fonction de l'analyse réalisée, Énergir considère que l'option visant à contracter les capacités de 353 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en service de pointe demeure la stratégie la plus avantageuse, considérant les économies en coûts d'approvisionnement par rapport aux deux alternatives évaluées<sup>57</sup>.

[135] Par ailleurs, Énergir évalue que le recours au service de pointe d'une capacité de 353 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, soit une diminution des besoins de pointe de 721 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour par rapport au scénario de base, a pour effet net une baisse d'environ 73 k\$ au service d'équilibrage de pointe.

[136] Quant aux autres coûts du plan d'approvisionnement, Énergir indique que la baisse des volumes dans le scénario défavorable diminue les coûts de compression du site de Pointe-du-Lac de 27 k\$, au service d'équilibrage de pointe, et diminue de 323 k\$ les coûts de compression de transport, répartis entre les services de transport et d'équilibrage de pointe et d'espace, selon les outils.

[137] Le Distributeur indique que le scénario défavorable engendre une diminution des volumes de gaz perdu prévus d'environ 717 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>, ce qui a pour effet de diminuer les coûts

---

<sup>55</sup> Pièce [A-0022](#), p. 2.

<sup>56</sup> Pièce B-0206 (sous pli confidentiel).

<sup>57</sup> Pièce [B-0205](#), p. 3, ligne 43.

de distribution d'environ 121 k\$ et de hausser les coûts de transport d'environ 16 k\$, puisque le coût du transport relatif à ces volumes n'est plus transféré à la distribution.

[138] En cours d'audience, questionnée afin de savoir si des ajustements sont prévus au service de pointe si le scénario défavorable était retenu<sup>58</sup>, Énergir répond :

*« on ne le revendrait probablement pas le un zéro soixante-quatorze (1074) parce que, si on vend sept cent mille (700 000) puis qu'une semaine ou deux semaines après, finalement c'est pas la prévision défavorable qui se présente, mais le scénario de base. Bien là, il faut comme aller chercher un nouvel outil qui pourrait nous coûter beaucoup plus cher. Donc, je dirais, au niveau tarifaire, on pourrait prendre pour acquis qu'on revoit le plan avec le scénario défavorable, on prend les coûts du scénario défavorable pour fixer les tarifs. Dans la réalité probablement qu'on garderait l'outil de pointe à un million soixante-quatorze (1074 M) jusqu'à notre repositionnement avant le début de l'hiver, le premier (1<sup>er</sup>) décembre »<sup>59</sup>.*

### 5.3.2 POSITION DES INTERVENANTS

#### ACIG<sup>60</sup>

[139] L'ACIG est d'avis qu'Énergir dispose d'outils suffisants dans son plan d'approvisionnement pour répondre à la demande projetée. Elle note que le Distributeur procédera à une révision de ses projections dès l'automne 2020 et qu'à ce moment-là, il cherchera à optimiser son plan d'approvisionnement en fonction du contexte et des opportunités qui se présenteront.

[140] À cet égard, l'ACIG indique être d'accord avec la stratégie d'Énergir d'attendre d'avoir une meilleure compréhension de l'impact de la Pandémie avant d'envisager la recherche d'opportunités pour l'optimisation de son plan d'approvisionnement.

---

<sup>58</sup> Pièce [A-0036](#), p. 127 et 128.

<sup>59</sup> Pièce [A-0036](#), p. 130.

<sup>60</sup> Pièce [C-ACIG-0009](#), p. 22 à 25.

## AHQ-ARQ<sup>61</sup>

[141] L'AHQ-ARQ note que le plan d'approvisionnement aurait présenté un déficit d'outils d'approvisionnement pour les quatre années n'eût été du fait qu'Énergir a déjà sécurisé les outils d'approvisionnement en contractant de gré à gré une option sur un service de pointe de  $1\,074\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  pour l'année 2020-2021. L'AHQ-ARQ note qu'Énergir peut lever cette option en tout ou en partie avant une certaine date. Le cas échéant, l'option n'aura entraîné aucun coût pour la clientèle.

[142] En ce qui a trait à l'analyse de rentabilité des trois scénarios quant à la structure d'approvisionnement pour l'année 2020-2021, l'AHQ-ARQ indique ne pas être convaincu que les intérêts des clients sont bien servis par la méthodologie expliquée par Énergir.

[143] L'intervenant est d'avis que le Distributeur n'a pas démontré le besoin d'acquérir une capacité de transport pour les mois de décembre 2020 et de mars 2021. Il est également d'avis que les scénarios 1 et 2 de cette analyse de rentabilité sont trop pessimistes. Quant au scénario 3 retenu par Énergir, l'AHQ-ARQ note que l'analyse de rentabilité ne tient pas compte de surcoûts possibles en lien avec le service de pointe par rapport à l'achat de transport sur le marché secondaire<sup>62</sup>. De plus, l'intervenant considère qu'Énergir ne justifie pas le choix du nombre de trois jours qui serait nécessaire pour sécuriser l'approvisionnement en journée de pointe. Elle ne fournit pas non plus de démonstration chiffrée à l'effet qu'une disponibilité de cinq jours pour l'outil de pointe retenu serait nécessaire pour couvrir trois journées de pointe, en tenant compte des aléas de prévision lors des nominations de la journée précédente. Pour ces raisons, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas approuver l'analyse de rentabilité quant à la structure d'approvisionnement qui a été définie pour la première année du plan.

[144] L'AHQ-ARQ est également d'avis que, dans le contexte actuel, le besoin d'un service de pointe de  $1\,074\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  pour l'année 2020-2021 établi sur la base de la prévision de demande continue en journée de pointe de  $36\,723\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ , n'est plus présent. Il soumet qu'Énergir doit lever l'option qu'elle a contractée sur ce service de pointe avant la date limite, à défaut de quoi l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas en reconnaître les coûts.

---

<sup>61</sup> Pièce [C-AHQ-ARQ-0012](#).

<sup>62</sup> Pièce [B-0124](#), p. 5 et 6, réponse à la question 3.1.

[145] Par ailleurs, l'intervenant prend acte de la révision du plan d'approvisionnement vers la fin novembre 2020 pour l'hiver 2020-2021 et du constat qui pourra être fait dans le rapport annuel d'Énergir quant aux gestes qui auront été posés par cette dernière en conséquence de cette révision<sup>63</sup>.

## FCEI<sup>64</sup>

[146] En ce qui a trait à l'optimisation du plan d'approvisionnement, la FCEI souligne que lors du dossier R-4076-2018, [REDACTED]

[147] En référence à l'affirmation d'Énergir selon laquelle elle « *n'a pas cherché à contracter davantage de capacité de pointe, car la capacité contractée s'avère suffisante pour combler le déficit d'approvisionnement prévu pour 2020-2021* », la FCEI considère que le Distributeur n'est pas proactif dans l'optimisation des coûts du plan d'approvisionnement, mais vise plutôt à simplement combler le besoin identifié.

[148] Selon la FCEI, la quantité de service de pointe contracté ne devrait pas être basée sur le besoin d'outils, mais plutôt en fonction du prix comparatif de l'outil par rapport à la valeur du transport sur le marché secondaire, en assurant que la sécurité d'approvisionnement n'est pas compromise par une trop grande quantité d'outils de pointe. Si cela conduit à un surplus d'outils, Énergir pourrait procéder à une vente de transport *a priori* afin d'équilibrer le bilan.

[149] La FCEI est d'avis que si un tel outil de pointe est disponible auprès d'un fournisseur sur le marché secondaire et que le prix du transport sur le marché secondaire le justifie, le Distributeur devrait se donner l'objectif de contracter du service de pointe jusqu'à concurrence d'au moins 1 500 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Selon l'intervenante, en se limitant à 1 074 m<sup>3</sup>/jour sous prétexte que les besoins du plan sont comblés, Énergir impose des coûts inutiles aux clients.

---

<sup>63</sup> Pièce [C-AHQ-ARQ-0022](#), p. 5.

<sup>64</sup> Pièce [C-FCEI-0019](#) (version confidentielle, pièce C-FCEI-0021).

[150] Par ailleurs, la FCEI ne voit aucune raison valable pour lever l'option sur le service de pointe retenu d'ici la date limite. S'il s'avérait que le besoin de capacité devait être revu à la baisse, Énergir devrait privilégier la vente de transport *a priori*. [REDACTED]

[151] Conséquemment, la FCEI recommande qu'Énergir :

- identifie la disponibilité de contracter davantage d'outils de pointe auprès de l'ensemble des fournisseurs potentiels;
- identifie la valeur du transport sur le marché secondaire pour 2020-2021 et procède à une analyse comparative des coûts du plan d'approvisionnement proposé par rapport à un plan contenant les autres outils identifiés, le cas échéant;
- contracte les autres outils de pointe qui seraient disponibles jusqu'à concurrence d'une capacité de pointe totale de 1 500 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour;
- conserve l'ensemble des 1 047 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de service de pointe advenant une baisse du besoin de capacité d'ici le début de l'hiver;
- ne lève pas son option sur le service à la date limite.

[152] En ce qui a trait à l'optimisation des plans d'approvisionnement futurs, la FCEI demande qu'Énergir sonde, sans délai, l'intérêt de l'ensemble des expéditeurs disposant de capacité de transport permettant d'offrir un tel service et qu'elle fasse rapport de cet intérêt à la Régie au prochain dossier tarifaire.

### **5.3.3 COMMENTAIRES D'ÉNERGIR SUR LES RECOMMANDATIONS DE L'AHQ-ARQ ET LA FCEI**

[153] En réponse à la recommandation de l'AHQ-ARQ relative à la justification du nombre de trois jours nécessaires en besoin d'outil de pointe, Énergir considère, selon son expérience, qu'une disponibilité de cinq jours devrait permettre une utilisation potentielle sur trois journées différentes en cours d'hiver. Par ailleurs, Énergir souligne que le recours

à un service de pointe de trois jours plutôt que cinq n'auraient qu'un impact marginal, voire presque nul, sur les coûts fixes<sup>65</sup>.

[154] En réponse au questionnement de la FCEI portant sur la possibilité de réduire les coûts tout en assurant les besoins d'approvisionnement, en achetant un outil de pointe et en revendant du transport sur le marché secondaire, Énergir indique qu'il s'agit d'une possibilité parmi un ensemble de stratégies possibles au réel. Énergir indique que lorsqu'elle aura une plus grande certitude sur la quantité d'outils et le profil de la clientèle à l'arrivée de l'hiver, elle pourra évaluer les outils disponibles et agir dans le meilleur intérêt de la clientèle. Par ailleurs, Énergir mentionne qu'elle ne procède pas à des ventes de transport *a priori* pouvant faire en sorte qu'elle se retrouve en deçà du besoin prévu au dossier tarifaire, afin de s'assurer d'avoir les outils d'approvisionnement requis<sup>66</sup>.

[155] Pour ces motifs, Énergir demande à la Régie de ne pas donner suite aux recommandations des intervenants relatives au service de pointe.

[156] Le Distributeur souligne que ces questions peuvent être examinées dans le cadre d'une future rencontre dans le cadre du processus de consultation réglementaire. De fait, Énergir invite les intervenants qui y participeront à lui faire part de leurs réflexions sur la question de l'optimisation du service de pointe et de son impact sur la méthodologie d'établissement du plan d'approvisionnement gazier<sup>67</sup>.

### 5.3.4 OPINION DE LA RÉGIE

[157] La Régie note que dans le cadre de sa stratégie d'approvisionnement, au moment du dépôt du dossier tarifaire, Énergir a contracté sur le marché secondaire un service de pointe de 1 074 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour afin de combler le déficit d'outils d'approvisionnement identifié pour l'année 2020-2021.

[158] Selon les analyses de rentabilité des alternatives d'approvisionnement en fonction des scénarios de base et défavorable, la Régie constate que le service de pointe permet des

---

<sup>65</sup> Pièce [B-0207](#), par. 47 et 48.

<sup>66</sup> Pièce [A-0036](#), p. 84 à 86.

<sup>67</sup> Pièce [B-0207](#), par. 44.

économies en coûts d'approvisionnement de 9 M\$ et 3 M\$ respectivement, en comparaison aux deux autres stratégies évaluées<sup>68</sup>.

[159] La Régie tient compte du fait que le Distributeur évaluera, avant le début de l'hiver, les diverses alternatives disponibles, incluant les besoins en capacités de 1 074 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en service de pointe, en fonction de la mise à jour de la structure du plan d'approvisionnement 2020-2021 et qu'il retiendra la plus avantageuse pour la clientèle.

[160] La Régie note que le service de pointe est un outil d'approvisionnement relativement récent considéré par le Distributeur depuis l'hiver réel 2018-2019 afin de combler les besoins ponctuels en approvisionnement de pointe. Elle constate que ce fut également le cas pour l'hiver 2019-2020, en réponses à la réduction de capacité ferme à l'usine de liquéfaction, stockage et regazéification (LSR), selon la philosophie de redondance N+1.

[161] La Régie note que les avantages économiques ainsi que les particularités de cet outil font l'objet de questionnements de la part des intervenants, notamment quant aux critères d'évaluation et d'optimisation.

[162] Malgré ces questionnements, la Régie est d'avis que les analyses de rentabilité et les explications du Distributeur justifient l'acquisition de cet outil de pointe pour l'hiver 2020-2021. Conséquemment, pour l'année 2020-2021, la Régie retient la stratégie d'approvisionnement 3 proposée par Énergir.

[163] Par ailleurs, la Régie ne retient pas la recommandation de l'AHQ-ARQ visant à ne pas tenir compte des quatre mois de l'hiver pour l'analyse de la rentabilité déposée au soutien de la stratégie d'approvisionnement de l'année 2020-2021. La Régie rappelle que la méthodologie d'établissement de la demande à la journée de pointe et les enjeux relatifs à la prévision de la demande<sup>69</sup> feront l'objet d'un examen dans le cadre de la phase 2 du dossier R-3867-2013. Ce dernier dossier est donc le forum approprié pour examiner les questions soulevées à cet égard. Dans l'attente de la décision que rendra la Régie dans le dossier R-3867-2013, la méthodologie approuvée continue donc de s'appliquer.

[164] Finalement, afin de poursuivre et de favoriser les réflexions sur la question de l'optimisation des outils d'approvisionnement et des impacts sur le plan

---

<sup>68</sup> Pièces [B-0113](#), p. 79 et 80 et [annexe 11](#) et [B-0205](#), p. 3, ligne 43.

<sup>69</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 63 et 64.

d’approvisionnement gazier, notamment en ce qui a trait au service de pointe, la Régie note que le Distributeur invite les intervenants à en discuter dans le cadre du processus de consultation réglementaire.

## 5.4 PRÉVISION D’APPROVISIONNEMENT ET DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE

### 5.4.1 PROPOSITION D’ÉNERGIR

[165] Pour se conformer à l’article 72 de la Loi et au *Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur* (le Règlement GNR)<sup>70</sup>, Énergir estime devoir distribuer les volumes de GNR indiqués au tableau suivant. Elle prévoit atteindre et même potentiellement dépasser ses cibles réglementaires.

**TABLEAU 4**  
**PRÉVISION D’APPROVISIONNEMENT ET DE DISTRIBUTION DE GNR**

Année (% exigé selon le Règlement GNR)	Obligation	Approvisionnement	Consommation
	$10^3 m^3$		
2020-2021 (1 %)	60 359	60 359	60 359
2021-2022 (1 %)	61 031	74 496	74 496
2022-2023 (1 %)	61 359	84 961	84 961
2023-2024 (2 %)	123 628	131 020	131 020

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0010](#), p. 1.

[166] Énergir justifie le dépassement de son obligation, à compter de 2021-2022, par l’achat de volumes par des contrats à long terme allant jusqu’à 20 ans. Ces contrats sont négociés sur plusieurs années et les volumes ne sont pas parfaitement alignés avec les échéances de chacun des seuils obligatoires prévus au Règlement GNR.

[167] Elle ajoute que la décision D-2020-057, rendue dans le dossier R-4008-2017, n’a pas d’impact significatif sur le traitement du volet GNR au présent dossier, la demande

<sup>70</sup> [RLRQ, c. R-6.01](#), a. 112, 1<sup>er</sup> al., par. 4.

volontaire prévue des clients demeurant la même<sup>71</sup>. De plus, le nombre de contrats et les coûts associés pour atteindre les volumes prévus feront également l'objet d'un examen dans le cadre du dossier R-4008-2017.

[168] Énergir précise que l'incertitude liée à la reconduction du *Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage* (PTMOBC) a été considérée dans la prévision de son approvisionnement de GNR. Depuis, le gouvernement a annoncé la reconduction et l'élargissement du PTMOBC<sup>72</sup>.

[169] De plus, elle considère réaliste et prudente l'inclusion dans sa prévision des 19 contrats de GNR non encore approuvés. Elle juge qu'il n'est pas pertinent de présenter une prévision n'incluant pas ces contrats, une telle prévision n'étant pas représentative de la situation qui pourrait prévaloir en 2023-2024.

[170] Par ailleurs, en ce qui a trait aux outils d'approvisionnement en pointe permettant de répondre aux besoins d'approvisionnement, et en suivi de la décision D-2015-107<sup>73</sup>, Énergir indique qu'elle ne considère la production de GNR que deux ans après la mise en service des actifs d'injection et dans la mesure où les volumes injectés sont stables<sup>74</sup>.

[171] En ce qui a trait à l'approvisionnement en journée de pointe pour l'hiver 2020-2021, le Distributeur prévoit que les achats de GNR dans le territoire contribueront à la hauteur de  $8 \times 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ , sur des besoins totaux de  $36\,723 \times 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ <sup>75</sup>.

[172] En suivi de la décision D-2018-158<sup>76</sup>, Énergir fournit également les informations quotidiennes liées à l'approvisionnement en GNR à la Ville de Saint-Hyacinthe. Questionnée sur la situation prévalant à l'usine de biométhanisation de cette municipalité<sup>77</sup>, Énergir indique qu'elle s'assure de la sécurité d'approvisionnement en sachant qu'il peut y avoir des difficultés pour certains projets, surtout en période de démarrage. Elle précise qu'elle conserve des outils de transport tant que l'approvisionnement n'a pas été stable pendant deux années consécutives. Pour l'usine de Saint-Hyacinthe, elle ajoute suivre la

---

<sup>71</sup> Pièce [B-0101](#), p. 1.

<sup>72</sup> Pièce [B-0135](#), p. 7.

<sup>73</sup> Dossier R-3909-2014, décision [D-2015-107](#), p. 18, par. 76.

<sup>74</sup> Pièce [B-0113](#), p. 76.

<sup>75</sup> Pièce [B-0113](#), annexe 14, p. 2.

<sup>76</sup> Dossier R-4018-2017 Phase 2, décision [D-2018-158](#), p. 28, par. 74.

<sup>77</sup> Pièce [A-0030](#).

production depuis le début, soit en 2017 et que la production est assez stable depuis plusieurs mois. Enfin, elle indique avoir été au courant des défis de production de l'usine de Saint-Hyacinthe, sans en connaître le détail et soumet que les prévisions de GNR dans le cadre du plan d'approvisionnement en tiennent compte<sup>78</sup>.

#### 5.4.2 POSITION DE SÉ-AQLPA

[173] SÉ-AQLPA est d'avis que certains facteurs pourraient rendre la vente de GNR aux clients volontaires plus ardue que prévu.

[174] L'intervenant invoque d'abord les effets économiques de la Pandémie sur la demande de gaz naturel, citant en exemple Gazifère qui a renoncé à solliciter des clients volontaires. Il soulève également que la Pandémie pourrait créer une pression à la hausse sur les coûts de production de GNR et ainsi creuser l'écart entre le coût du GNR et celui du gaz naturel conventionnel.

[175] L'intervenant rappelle également l'interdiction faite par la Régie à Énergir, par sa décision D-2020-057, d'acheter du GNR sauf pour ses seuls clients volontaires de GNR, ainsi que le renouvellement et la bonification du PTMOBC. Le montant de subvention par projet étant substantiellement plus élevé, les projets pourraient ne plus avoir besoin de contrats d'achat à long terme avec Énergir pour assurer leur rentabilité et les producteurs pourraient préférer vendre leur GNR sur les marchés hors Québec.

[176] Dans ce contexte, SÉ-AQLPA recommande qu'Énergir mette à jour les prévisions sur les ventes et coûts du GNR présentées dans le tableau de la pièce B-0010. À cette fin, l'intervenant suggère des ajustements pour les volumes prévus en 2022-2023 et 2023-2024 ainsi que l'ajout d'une ligne de prévision à la fin du tableau pour les volumes de GNR québécois qui seront « livrés » par Énergir à la frontière, c'est-à-dire exportés<sup>79</sup>.

[177] Par ailleurs, mis au fait des problèmes d'approvisionnement à l'usine de Saint-Hyacinthe, SÉ-AQLPA se dit préoccupé par le réalisme de la prévision des volumes et des coûts d'approvisionnement en GNR. L'intervenant souhaiterait d'ailleurs explorer la mise

---

<sup>78</sup> Pièce [A-0036](#), p. 115 à 121.

<sup>79</sup> Pièce [C-SÉ-AQLPA-0013](#), p. 18 et 19.

en place d'outils contractuels entre les fournisseurs de GNR et Énergir afin d'assurer la sécurité des approvisionnements en GNR<sup>80</sup>.

### 5.4.3 OPINION DE LA RÉGIE

[178] La Régie constate que le plan d'approvisionnement en GNR prend en compte l'obligation réglementaire d'Énergir. Elle note également qu'Énergir a fourni, pour l'année 2020-2021, l'évaluation de la contribution du GNR aux outils de pointe en termes de volumes.

[179] La Régie a d'ailleurs précisé ce qu'est l'obligation d'un distributeur de gaz naturel en vertu du Règlement GNR dans sa décision D-2020-057<sup>81</sup>.

[180] La Régie note que les préoccupations de SÉ-AQLPA relatives à l'approvisionnement en GNR et à la demande des clients volontaires ont davantage trait aux années trois et quatre du plan d'approvisionnement. Comme le Distributeur met à jour son plan annuellement, la Régie est d'avis qu'il pourra ajuster ses prévisions selon la situation qui prévaudra à ce moment.

[181] La Régie ne retient pas non plus l'argument lié aux effets de la Pandémie sur les coûts de production de GNR, ces derniers n'étant pas un sujet d'examen au présent dossier.

[182] La Régie est d'avis que le plan d'approvisionnement 2021-2024 tient compte de la quantité de GNR déterminée au Règlement GNR.

**[183] La Régie prend acte de la prévision d'approvisionnement et de distribution de GNR pour les années 2021-2024, tel qu'il appert de la pièce B-0010, déposée en version confidentielle comme pièce B-0009.**

---

<sup>80</sup> Pièce [C-SÉ-AQLPA-0022](#), p. 8.

<sup>81</sup> Dossier R-4008-2017, décision [D-2020-057](#), p.61 à 67, par. 220 à 249.

## 5.5 CONTRAT D'ENTREPOSAGE ENTRÉ EN VIGUEUR LE 1<sup>ER</sup> AVRIL 2020

[184] Dans la décision D-2019-141, la Régie approuvait les caractéristiques du contrat d'entreposage suivantes pour le remplacement du contrat LST 088 venant à échéance le 31 mars 2020 :

« [310] *En fonction des besoins en flexibilité opérationnelle identifiés, les caractéristiques du contrat d'entreposage qu'Énergir requiert sont les suivantes* [...] :

- *espace d'entreposage : aucun volume minimal;*
- *capacité d'injection : non définie;*
- *capacité de retrait : minimale de 449 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, pendant la période ferme de retrait peu importe le niveau d'inventaire;*
- *fenêtres de nominations : NAESB et STS;*
- *point de livraison/réception : Dawn;*
- *durée visée : 3 ans;*
- *prix : soumission la plus avantageuse qui répondra aux critères d'Énergir* »<sup>82</sup>. [Note de bas de page omise]

[185] La Régie demandait à Énergir de déposer aux fins de démontrer que l'offre en entreposage retenue, dans le cadre de l'appel d'offres réalisé, était la plus avantageuse pour la clientèle:

« [317] [...] *la Régie demande à Énergir de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire et à la suite de la conclusion du contrat d'entreposage, les analyses des impacts financiers des soumissions reçues sur le plan d'approvisionnement d'un point de vue économique, ainsi que les hypothèses utilisées dans le cadre des analyses effectuées en ce qui a trait aux éléments suivants :*

- *les prix projetés en gaz naturel des trois prochaines années;*
- *la valeur de revente du transport FTLH;*
- *les prix des contrats d'entreposage selon les soumissions reçues.*

---

<sup>82</sup> Dossier R-4076-2018, décision [D-2019-141](#), p. 70 et 71, référant à la pièce [B-0061](#), p. 4.

*[318] Enfin, selon les éléments énoncés au paragraphe 303 de la présente décision, la Régie demande au Distributeur de considérer, dans ses analyses pour conclure le contrat d'entreposage devant entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2020, une évaluation des soumissions en tenant compte de la structure du plan d'approvisionnement ainsi que des hypothèses de prix en fourniture et de la valeur de revente du transport FTLH appariés, à partir du 1<sup>er</sup> avril 2020 et pour la durée du contrat »<sup>83</sup>.*

[186] En suivi de cette décision, Énergir présente la description des offres reçues, les analyses économiques des impacts financiers des soumissions sur le plan d'approvisionnement et les hypothèses utilisées dans le cadre de ses analyses<sup>84</sup>.

[187] [REDACTED]

[188] [REDACTED]

[189] Énergir indique qu'elle a évalué l'impact économique des offres en entreposage sur la première année du plan d'approvisionnement au dossier tarifaire 2019-2020. Pour son analyse, elle a évalué les options avec des hypothèses de prix pour les années 2020-2021, 2021-2022 et 2022-2023<sup>85</sup>. Le Distributeur mentionne également qu'il a appliqué la même démarche que celle utilisée précédemment lors du remplacement des capacités d'entreposage, puisqu'au moment d'analyser les offres des fournisseurs, le plan d'approvisionnement du dossier tarifaire 2020-2021 n'était pas encore disponible.

---

<sup>83</sup> Dossier R-4076-2018, décision [D-2019-141](#), p. 72, par. 317 et 318.

<sup>84</sup> Pièce B-0116 (sous pli confidentiel), p. 5 à 20, sections 1 et 2.

<sup>85</sup> Pièce B-0116 (sous pli confidentiel), p. 12 à 14, tableaux 7 à 9.

[190] En suivi du paragraphe 318 de la décision D-2019-141, Énergir indique avoir procédé à une seconde analyse afin de tenir compte de l'impact des offres sur le plan d'approvisionnement 2020-2021, en considérant des hypothèses de prix pour les années 2020 à 2023<sup>86</sup>.

[191] De plus, en suivi de la décision D-2020-069<sup>87</sup>, Énergir dépose, en complément de preuve, les analyses de l'impact financier des offres reçues pour l'entreposage sur les années 2021-2022 et 2022-2023, en considérant des hypothèses de prix pour la fourniture et la valeur de revente du transport FTLH appariées à ces années. Le Distributeur indique que ces analyses ont été produites selon la structure du plan d'approvisionnement présenté au dossier tarifaire 2020-2021<sup>88</sup>.

[192] Selon les analyses effectuées, Énergir a déterminé que l'option 1 était la plus avantageuse, présentant des économies annuelles moyennes évaluées à [REDACTED] selon les hypothèses de prix utilisées. Les caractéristiques détaillées du contrat retenu auprès d'Enbridge Gas sont les suivantes<sup>89</sup> :

- Nom : [REDACTED]
- Capacité d'entreposage : [REDACTED]
- Capacité d'injection :
  - Maximale : [REDACTED] (soit un ratio de [REDACTED] à la capacité d'entreposage);
  - [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]  
[REDACTED] [REDACTED]
- Capacité de retrait :
  - Maximale : [REDACTED] (soit un ratio de [REDACTED] à la capacité d'entreposage);
  - [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]  
[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]
- Fenêtres de nominations : NAESB et STS;
- Point de livraison/réception : Dawn;

---

<sup>86</sup> Pièces [B-0115](#), p. 10 et B-0116 (sous pli confidentiel), p. 15 à 17, tableaux 10 à 12.

<sup>87</sup> Décision [D-2020-069](#), p. 24, par 80.

<sup>88</sup> Pièces [B-0115](#), p. 18 et B-0116 (sous pli confidentiel), p. 19 à 20, tableaux 13 et 14.

<sup>89</sup> Pièce B-0116 (sous pli confidentiel), p. 21.

- Durée : du 1<sup>er</sup> avril 2020 au 31 mars 2023 (trois ans);
- Injection ferme : [REDACTED]
- Retrait ferme : [REDACTED]
- Prix : [REDACTED]

### 5.5.1 OPINION DE LA RÉGIE

[193] Dans le cadre des analyses réalisées par Énergir afin de déterminer l'offre en entreposage à retenir en remplacement du contrat LST 088 venant à échéance le 31 mars 2020, la Régie constate que le Distributeur a d'abord retenu les contrats rencontrant les caractéristiques lui permettant de répondre aux besoins en flexibilité opérationnelle qu'il a identifiés.

[194] La Régie note qu'Énergir a retenu le contrat [REDACTED] auprès d'Enbridge Gas qui rencontre l'ensemble des caractéristiques identifiées dont notamment, les capacités de retrait de près de [REDACTED].

[195] La Régie comprend également que le Distributeur a évalué l'impact financier des options considérées en tenant compte, notamment, de la première année du plan d'approvisionnement au dossier tarifaire 2019-2020, puisqu'au moment d'analyser les offres des fournisseurs, le plan d'approvisionnement du dossier tarifaire 2020-2021 n'était pas encore disponible. De plus, la Régie constate que le Distributeur a procédé subséquemment à des analyses de l'impact financier des contrats évalués en tenant compte des paramètres suivants : la structure du plan d'approvisionnement 2020-2021, les hypothèses de prix et la valeur de revente du transport pour les années 2020-2021, 2021-2022 et 2022-2023.

[196] Considérant que le contrat d'entreposage conclu avec Enbridge couvre la période du 1<sup>er</sup> avril 2020 au 31 mars 2023, la Régie est d'avis que l'évaluation de son impact économique sur la structure du plan d'approvisionnement doit porter sur les années du plan durant lesquelles le contrat est effectif ainsi des hypothèses de prix correspondantes, selon les pratiques reconnues en matière d'évaluation.

[197] Considérant les analyses de l'impact financier réalisées, la Régie retient [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]. Selon les analyses réalisées, la Régie constate qu'Énergir a démontré que le contrat d'entreposage conclu découle de l'offre la plus avantageuse au niveau économique pour la période effective du contrat.

[198] **Considérant ce qui précède, la Régie prend acte du dépôt des hypothèses et des analyses des impacts des soumissions reçues sur le plan d'approvisionnement et de la démonstration que le contrat d'entreposage signé auprès d'Enbridge Gas à compter du 1<sup>er</sup> avril 2020 est le plus avantageux, tant à l'égard des coûts que de la sécurité d'approvisionnement, et s'en déclare satisfaite.**

[199] **La Régie autorise que l'impact associé au contrat d'entreposage conclu à partir du 1<sup>er</sup> avril 2020 soit constaté dans le compte de frais reportés de trop-perçu/manque à gagner du service d'équilibrage au rapport annuel 2020 ainsi que dans les tarifs de 2020-2021 à 2022-2023.**

## **5.6 REMPLACEMENT DES CAPACITÉS D'ENTREPOSAGE À DAWN AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2021**

### **5.6.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR**

[200] Énergir demande l'approbation des caractéristiques du contrat d'entreposage qu'elle entend conclure afin de remplacer le contrat d'entreposage LST 109 qui viendra à échéance le 31 mars 2021.

[201] Le Distributeur mentionne qu'il a appliqué la même méthode que celle utilisée pour les années 2017 à 2020 afin de déterminer ses besoins en flexibilité opérationnelle en cours

de journée<sup>90</sup>. À cet égard, il dépose un tableau présentant les variations maximales de retrait et d'injection en y ajoutant l'année 2018-2019, soit la dernière année complète disponible<sup>91</sup>.

[202] Selon Énergir, les capacités moyennes de retrait de  $2\,435\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  et d'injection de  $2\,723\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  constituent les capacités minimales requises afin de répondre au besoin de flexibilité opérationnelle en cours de journée pour l'année 2020-2021.

[203] Afin de déterminer les besoins en capacités de retrait et d'injection à contracter, Énergir compare les capacités minimales identifiées requises à la capacité totale détenue sous contrat au 1<sup>er</sup> avril 2021, soit en tenant compte des contrats [REDACTED] et LST 114. Elle évalue une capacité de retrait après « *ratchet* » de  $355\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  soit lorsque l'inventaire est inférieur à 25 % du total. Elle précise qu'aucune capacité d'injection après « *ratchet* » n'est requise lorsque l'inventaire est égal ou supérieur à 75 % du total.

[204] En fonction des besoins en flexibilité opérationnelle identifiés, les caractéristiques du contrat d'entreposage qu'Énergir requiert sont les suivantes<sup>92</sup> :

- espace d'entreposage : aucun volume minimal;
- capacité d'injection : non définie;
- capacité de retrait : minimale de  $355\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ , pendant la période ferme de retrait peu importe le niveau d'inventaire;
- fenêtres de nominations : NAESB et STS;
- point de livraison/réception : Dawn;
- durée visée : 3 ans;
- prix : soumission la plus avantageuse qui répondra aux critères d'Énergir.

[205] L'approbation de ces caractéristiques par la Régie permettra à Énergir de démarrer un processus d'appel d'offres semblable à celui utilisé au cours des dernières années.

[206] Par ailleurs, le Distributeur mentionne que lors du dernier appel d'offres pour remplacer le contrat LST 088 qui venait à échéance au 31 mars 2020, plusieurs offres intéressantes reçues de tierces parties ont dû être rejetées, car elles ne permettaient pas de

---

<sup>90</sup> Dossier R-4076-2018, pièce [B-0061](#), p. 4.

<sup>91</sup> Pièce [B-0008](#), p. 4, tableau 2.

<sup>92</sup> Pièce [B-0008](#), p. 4.

répondre aux caractéristiques approuvées par la Régie dans la décision D-2019-141 afin de rencontrer ses besoins en flexibilité opérationnelle.

[207] Cependant, n'eût été de cette contrainte, Énergir est d'avis qu'elle aurait pu opter pour une alternative plus avantageuse pour la clientèle. Elle indique qu'elle procédera à une réflexion sur sa façon de répondre au besoin de flexibilité opérationnelle d'ici au prochain appel d'offres pour remplacer le contrat LST 109. De ce fait, comparativement aux remplacements de capacité d'entreposage antérieurs, Énergir demande à la Régie de prendre acte du fait qu'elle pourrait contracter une capacité d'entreposage dont la capacité de retrait se situerait en deçà du minimum demandé dans la pièce B-0008<sup>93</sup>. Le cas échéant, Énergir déposera des explications détaillées sur son choix final et démontrera à la Régie, lors du dossier tarifaire 2021-2022, que l'offre qu'elle aura acceptée sera la plus avantageuse pour la clientèle.

## 5.6.2 OPINION DE LA RÉGIE

[208] En ce qui a trait au remplacement du contrat en entreposage LST 109 venant à échéance le 31 mars 2021, la Régie note que le Distributeur prévoit contracter une capacité d'entreposage lui permettant de satisfaire ses besoins identifiés en flexibilité opérationnelle, soit des capacités de retrait minimales de  $355 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ .

[209] La Régie constate que le Distributeur a appliqué la même méthode d'évaluation des besoins en entreposage que celle utilisée lors des dernières années et qu'il procédera également par appel d'offres.

**[210] Pour ces motifs, la Régie approuve les caractéristiques du contrat d'entreposage devant entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2021 que le Distributeur entend conclure pour remplacer le contrat LST 109.**

**[211] Afin de démontrer que l'offre retenue est la plus avantageuse pour la clientèle, la Régie demande à Énergir de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire et à la suite de la conclusion du contrat d'entreposage, les analyses des impacts financiers des soumissions reçues sur le plan d'approvisionnement d'un point de vue**

---

<sup>93</sup> Pièce [B-0008](#).

**économique, ainsi que les hypothèses utilisées dans le cadre des analyses effectuées en ce qui a trait aux éléments suivants :**

- **les prix projetés en gaz naturel des trois prochaines années;**
- **la valeur de revente du transport FTLH;**
- **les prix des contrats d'entreposage selon les soumissions reçues.**

**[212] En lien avec l'approche retenue par la Régie aux paragraphes 196 et 197 de la présente décision, la Régie demande au Distributeur de considérer, dans ses analyses en vue de conclure le contrat d'entreposage devant entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2021, une évaluation de l'impact économique du contrat d'entreposage en tenant compte de la structure et des années du plan d'approvisionnement correspondant à la période effective du contrat ainsi des hypothèses de prix en fourniture et de la valeur de revente du transport FTLH correspondant, soit à partir du 1<sup>er</sup> avril 2021 et pour la durée du contrat.**

[213] La Régie note également, qu'en fonction de sa réflexion en matière d'établissement des besoins en flexibilité opérationnelle, Énergir pourrait contracter une capacité d'entreposage dont la capacité de retrait se situerait en deçà du minimum identifié parmi les caractéristiques dont elle demande l'approbation à la section 5.6.1 et qu'advenant que ce soit le cas, elle fera la démonstration à la Régie lors du dossier tarifaire 2021-2022 que le choix final aura été le plus avantageux pour la clientèle.

**[214] Conséquemment, la Régie prend acte du fait qu'Énergir pourrait contracter une capacité d'entreposage dont la capacité de retrait se situerait en deçà du minimum demandé à la section 1.3 de la pièce B-0008 et qu'advenant que ce soit le cas, elle fera la démonstration à la Régie lors du dossier tarifaire 2021-2022 que son choix final aura été le plus avantageux pour la clientèle.**

## **5.7 SITUATION CONCURRENTIELLE**

### **5.7.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR**

[215] La situation concurrentielle du gaz naturel présentée au plan d'approvisionnement indique la position relative de la facture de consommation de gaz naturel par rapport à celle

du mazout ou de l'électricité selon certains segments clés de la clientèle. Toutefois, les coûts d'acquisition, d'entretien, d'installation des équipements ainsi que les taxes ne sont pas inclus dans ce calcul.

[216] Énergir prévoit que le gaz naturel maintiendra une situation concurrentielle favorable dans tous les marchés par rapport aux énergies concurrentes sur la durée du plan d'approvisionnement.

[217] Les mesures de la situation concurrentielle pour les quatre années du plan d'approvisionnement sont établies à partir des prévisions de prix « Futures » offerts sur le marché, avant le début de la Pandémie, pour le gaz naturel et les produits pétroliers. Les tarifs de distribution, de transport, d'équilibrage et d'ajustements reliés aux inventaires utilisés sont ceux actuellement en vigueur. Enfin, pour le Système de plafonnement et d'échange des droits d'émission (SPEDE), le Distributeur a remplacé le taux actuel par des projections de prix des droits d'émission, auxquelles sont ajoutés des coûts d'ajustement<sup>94</sup>.

[218] Énergir inclut le prix du SPEDE pour chacun des cas types, à l'exception de celui au palier 4.7. En effet, considérant que la consommation annuelle au palier 4.7 est de 20,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, le client est un « émetteur » au sens du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*<sup>95</sup>. De ce fait, la composante SPEDE n'est pas incluse à sa facture de gaz naturel.

[219] Le Distributeur soutient qu'en raison de la grande variabilité que peut représenter le coût du SPEDE pour ces clients au palier 4.7, notamment en considérant les allocations gratuites, il a choisi de présenter la position concurrentielle générale pour ce tarif sans en tenir compte<sup>96</sup>.

[220] Par ailleurs, Énergir indique que, toutes choses étant égales par ailleurs, il faudrait une baisse de près de deux tiers des cours prévus des prix du pétrole, maintenue sur une période de 12 mois, pour que cette source d'énergie atteigne la parité concurrentielle avec le gaz naturel<sup>97</sup>.

---

<sup>94</sup> Pièces [B-0113](#), p. 32 et B-0131, annexe Q-2.3 (pièce confidentielle).

<sup>95</sup> [RLRQ, c. Q-2, r. 46.1](#).

<sup>96</sup> Pièce [B-0130](#), p. 7, réponse à la question 2.1.

<sup>97</sup> Pièce [B-0132](#), p. 16, réponse à la question 3.1.

### 5.7.2 POSITION DE LA FCEI

[221] Selon la FCEI, le fait que le coût du SPEDE ne soit pas inclus à la facture des clients au palier 4.7 et que ces derniers puissent se voir allouer des unités d'émission gratuitement ne permet pas de conclure que leurs choix économiques sont indépendants du prix du SPEDE. Selon l'intervenante, ces clients doivent nécessairement tenir compte de la valeur des droits d'émission dans le choix de leur source d'énergie, car ils devront ultimement acquérir ou vendre ces droits sur le marché<sup>98</sup>. L'intervenante reconnaît qu'il peut y avoir une difficulté méthodologique à estimer le coût du SPEDE dans l'analyse concurrentielle du palier 4.7, mais soutient que son exclusion ne donne pas un portrait juste de la réalité économique<sup>99</sup>.

[222] La FCEI recommande que la valeur des droits d'émission du marché du carbone soit reflétée dans l'évaluation de position concurrentielle du palier 4.7<sup>100</sup>.

### 5.7.3 COMMENTAIRES D'ÉNERGIR SUR LA RECOMMANDATION DE LA FCEI

[223] Questionné par la Régie quant à la faisabilité de la proposition de la FCEI, le Distributeur rappelle que la position concurrentielle du palier 4.7 n'a pas d'impact sur les modèles pour établir la prévision de la demande présentée dans le plan d'approvisionnement, considérant que la prévision de la consommation de gaz naturel est faite individuellement pour chaque client.

[224] En ce qui a trait à l'inclusion du coût du SPEDE pour mesurer la situation concurrentielle pour le cas type au palier 4.7, Énergir indique bien comprendre la position de la FCEI tout en soumettant certaines difficultés :

*« Par contre, je pense qu'Énergir comprend bien la position de la FCEI. La complexité ici vient d'établir quel montant on pourrait attribuer au droit d'émission, étant donné que les stratégies peuvent être différentes d'un client à l'autre, pour acquérir ces droits d'émission, qu'avec toute la notion d'allocations gratuites qui sont offertes aussi, qui dépendent des secteurs d'activités dans lesquels le client*

---

<sup>98</sup> Pièce [C-FCEI-0019](#), p. 6.

<sup>99</sup> Pièce [A-0045](#), p. 165.

<sup>100</sup> Pièce [C-FCEI-0019](#), p. 6 et 7.

*évolue. Donc, ça amène une complexité additionnelle à déterminer le prix des droits d'émission et la proportion sur la facture des clients »<sup>101</sup>.*

#### **5.7.4 OPINION DE LA RÉGIE**

[225] La Régie note que la situation concurrentielle du gaz naturel par rapport aux autres formes d'énergie est favorable et qu'il faudrait une diminution marquée et soutenue des prix de l'énergie concurrente pour changer cette situation.

[226] La Régie partage le point de vue de la FCEI selon lequel la valeur des droits d'émission du marché du carbone devrait idéalement être reflétée dans l'évaluation de la situation concurrentielle pour le cas type au palier 4.7.

[227] La Régie comprend cependant que l'estimation du coût du SPEDE pour le cas type au palier 4.7, comporte des difficultés méthodologiques et est complexe en raison des différentes stratégies d'achat de droits d'émission des clients et des allocations gratuites. Conséquemment, elle est d'avis que l'estimé du coût du SPEDE ne pourrait qu'être très approximatif.

[228] La Régie retient aussi qu'une telle inclusion n'a pas d'impact sur la prévision de la demande et les besoins d'approvisionnement, puisque les volumes de consommation prévus au palier 4.7 sont déterminés pour chaque client Ventes grandes entreprises (VGE).

[229] Par conséquent, la Régie ne retient pas la recommandation de la FCEI.

---

<sup>101</sup> Pièce [A-0035](#), p. 333.

## 6. ÉTABLISSEMENT DU COÛT D'UTILISATION DE L'USINE LSR PAR L'ACTIVITÉ NON RÉGLEMENTÉE

### 6.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[230] Pour l'année 2020-2021, Énergir mentionne que le coût d'utilisation de l'usine LSR par l'activité non réglementée a été établi selon les principes et les décisions en vigueur au moment de l'élaboration du dossier tarifaire. Il reflète les modalités d'application de la nouvelle méthode d'établissement du coût d'utilisation de l'usine LSR par l'activité non réglementée approuvée dans la décision D-2020-039<sup>102</sup>, exception faite des ajustements liés au gaz d'évaporation des sources 3 et 4.

[231] Dans l'attente d'une décision de la Régie sur les gaz d'évaporation des sources 3 et 4, le Distributeur mentionne avoir appliqué la proposition qui était en cours d'examen dans la phase 3B du dossier R-4076-2018, soit l'allocation des coûts de ces deux sources à l'activité réglementée<sup>103</sup>.

[232] Selon la nouvelle méthode de répartition des coûts de l'usine LSR entre l'activité réglementée et l'activité non réglementée, Énergir explique que l'utilisation de l'usine est répartie selon neuf types d'activités, soit : l'entreposage, la liquéfaction 1 en été, la liquéfaction 1 en hiver, la regazéification, la compression, les chargements, l'activité réglementée, l'activité non réglementée et les frais généraux.

[233] Énergir présente les données relatives aux capacités des activités qui sont prises en compte dans les calculs de la répartition des coûts de l'usine LSR<sup>104</sup>. Elle précise également que la période d'hiver visée dans le présent dossier couvre la période du 16 décembre 2020 au 15 mars 2021.

[234] Elle présente également, à l'annexe 1 de la pièce B-0075<sup>105</sup>, les coûts projetés de l'usine LSR pour l'année 2020-2021, le résultat de la répartition des coûts entre les différentes activités, les coûts unitaires moyens par activité ainsi que le coût d'utilisation de l'usine LSR par l'activité réglementée et par le client GM GNL.

---

<sup>102</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 3, décision [D-2020-039](#).

<sup>103</sup> Pièce [B-0075](#), p. 5, référant au dossier R-4076-2018 Phases 2 et 3, pièce [B-0209](#), tableau 1, p. 7.

<sup>104</sup> Pièce [B-0075](#), section 1.1, p. 5 à 8 et annexe 1.

<sup>105</sup> Pièce [B-0075](#), annexe 1.

[235] Pour l'année 2020-2021, Énergir établit les coûts de l'usine LSR à 13,4 M\$. La quote-part attribuable à l'activité non réglementée, appliquée en réduction du revenu requis, est établie à 4,9 M\$.

## 6.2 OPINION DE LA RÉGIE

[236] La Régie constate que le coût d'utilisation de l'usine LSR par l'activité non réglementée est établi de façon conforme à la nouvelle méthode de répartition des coûts approuvée dans la décision D-2020-039, sauf en ce qui a trait aux ajustements liés au gaz d'évaporation des sources 3 et 4, qui reflètent la proposition faisant l'objet d'examen dans le cadre de la phase 3B du dossier R-4076-2018.

[237] À cet égard, dans la décision D-2020-113<sup>106</sup>, la Régie a approuvé, à partir de l'exercice financier 2019-2020, les ajustements à la méthode de répartition des coûts d'utilisation de l'usine LSR liés au gaz d'évaporation à compresser venant des sources 3 et 4, tels que proposés par Énergir dans le cadre de la phase 3B du dossier R-4076-2018 et appliqués au présent dossier.

**[238] Conséquemment, la Régie approuve l'établissement des coûts d'utilisation de l'usine LSR par le client GM GNL pour l'exercice financier 2020-2021.**

## 7. REVENU REQUIS ET AJUSTEMENT TARIFAIRE

### 7.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[239] Énergir demande à la Régie d'approuver un revenu requis de 836 245 000 \$ pour l'année tarifaire 2020-2021<sup>107</sup>.

---

<sup>106</sup> Dossier R-4076-2018, phase 3B, décision [D-2020-113](#), p. 24.

<sup>107</sup> Pièce [B-0202](#).

### 7.1.1 REVENU REQUIS SELON LE SCÉNARIO DE BASE

[240] En fonction du scénario de base, Énergir établissait initialement le revenu requis global à 835,4 M\$ pour l'année 2020-2021. À la suite de la mise à jour du coût en capital prospectif et des taux d'inflation applicables à la formule paramétrique des dépenses d'exploitation, Énergir révisé le revenu requis global à 836,2 M\$, soit une hausse de 45,4 M\$ comparativement au revenu requis autorisé 2020 et une baisse de 125,3 M\$ par rapport à l'année historique 2019.

**TABLEAU 5**  
**ÉVOLUTION DU REVENU REQUIS 2019-2021**

Revenu requis (en millions de \$)	2019 année historique	2020 année autorisée	2020 année de base (4/8)	2021 année témoin	Hausse (baisse)		
					2021 vs 2019 historique	2021 vs 2020 autorisée	2021 vs 2020 4/8
Frais de transport, d'équilibrage et de distribution	346,0	255,7	292,2	264,5	(81,5)	8,8	(27,7)
Autres revenus d'exploitation	2,1	(4,0)	(3,3)	(3,9)	(6,0)	0,0	(0,7)
Charges d'exploitation	212,9	217,1	217,1	232,5	19,6	15,4	15,4
Amortissement et impôts	258,7	180,1	179,2	192,9	(65,8)	12,8	13,7
PGEÉ et CASEP	4,7	4,9	4,9	4,9	0,2	(0,1)	(0,1)
Autres composantes du coût des ASF	(2,3)	(5,5)	(5,5)	0,6	2,9	6,1	6,1
Dépenses nécessaires à la prestation des services	822,1	648,4	684,7	691,5	(130,6)	43,1	6,8
Rendement sur la base de tarification globale	139,5	142,5	140,3	144,8	5,3	2,3	4,4
<b>Revenu requis</b>	<b>961,6</b>	<b>790,9</b>	<b>825,0</b>	<b>836,2</b>	<b>(125,3)</b>	<b>45,4</b>	<b>11,3</b>
Trop-perçu	36,6		0,8				
<b>Revenu réel (2019) ou prévu (2020 et 2021)</b>	<b>998,1</b>	<b>790,9</b>	<b>825,8</b>	<b>836,2</b>			

Source : Pièces [B-0119](#) et [B-0168](#), dossier R-4119-2020, et [B-0040](#), p. 1 et 5, dossier R-4114-2019. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

[241] La hausse du revenu requis pour 2020-2021 comparativement à l'année autorisée 2019-2020 est principalement attribuable à l'augmentation des frais de transport. Énergir indique qu'elle découle de la hausse des coûts fonctionnalisés au service de transport sur les achats de gaz naturel à Empress, jumelée à l'effet de la variation des tarifs de TCPL.

[242] Le tableau suivant précise l'évolution du revenu requis par service pour la période 2019-2021.

**TABLEAU 6**  
**ÉVOLUTION DU REVENU REQUIS PAR SERVICE POUR LA PÉRIODE 2019-2021**

Revenu requis par service (en millions de \$)	2019	2020	2020	2021	Hausse (baisse)	
	année historique	année autorisée	année de base 4/8	année témoin	2021 vs 2019 historique	2021 vs 2020 autorisée
Distribution	591,5	544,6	543,4	562,6	(28,8)	18,0
Fourniture et SPEDE	6,7	5,0	3,9	3,1	(3,6)	(1,9)
Transport	152,8	98,1	129,7	143,2	(9,6)	45,1
Équilibrage	210,7	143,3	148,0	127,4	(83,3)	(15,9)
<b>Revenu requis</b>	<b>961,6</b>	<b>790,9</b>	<b>825,0</b>	<b>836,2</b>	<b>(125,3)</b>	<b>45,4</b>

Source : Pièces [B-0060](#) et [B-0168](#). Les écarts observés sont dus aux arrondis.

[243] Pour le service de distribution, l'augmentation du revenu requis de 18 M\$ est expliquée par la hausse des dépenses d'exploitation et autres composantes des avantages sociaux futurs ainsi que l'amortissement des frais reportés, le tout étant partiellement compensé par l'amortissement d'un CFR créditeur à remettre à la clientèle en lien avec les écarts de facturations découlant de l'application tardive des tarifs pour l'exercice 2019-2020.

[244] La baisse des frais d'équilibrage est principalement expliquée par l'acquisition d'un service de pointe sur le marché secondaire comme alternative à l'achat de capacités de transport courte distance en hiver.

### 7.1.2 AJUSTEMENT TARIFAIRE PROPOSÉ

[245] En fonction du scénario de base, Énergir établit l'ajustement tarifaire global à 3,87 % ou 31,2 M\$ pour 2021<sup>108</sup>, attribuable principalement aux hausses tarifaires des services de transport et, dans une moindre mesure, au service de distribution. Cette hausse est partiellement compensée par une baisse tarifaire au niveau des services d'équilibrage et des inventaires de fourniture.

<sup>108</sup> Pièce [B-0164](#), p. 7.

[246] La hausse du revenu requis est principalement causée par l'augmentation des dépenses d'exploitation. Énergir précise que ces dernières sont déterminées par l'application de la formule paramétrique telle qu'autorisée dans le dossier tarifaire 2019-2020. La hausse des revenus de distribution en lien avec la croissance des volumes pour l'ensemble des marchés contribue à atténuer l'ajustement tarifaire au service de distribution.

**TABLEAU 7**  
**AJUSTEMENT TARIFAIRE EN 2021 POUR LE SERVICE DE DISTRIBUTION**

Évolution du revenu requis du service de distribution et ajustement tarifaire - Scénario de base	2021	
	en M\$	en %
Dépenses d'exploitation et autres composantes des avantages sociaux futurs	21,5	3,9%
Amortissement des frais reportés	9,1	1,7%
Rendement et impôt	6,8	1,2%
Frais de distribution	(14,5)	-2,6%
Amortissement des immobilisations	(5,9)	-1,0%
Autres	1,0	0,2%
<b>Variation du revenu requis 2021 vs le revenu requis autorisé de 2020</b>	<b>18,0</b>	<b>3,2%</b>
Variation des revenus de distribution découlant de l'évolution des volumes à travers les tarifs	(14,4)	-2,6%
<b>Ajustement tarifaire du service de distribution</b>	<b>3,6</b>	<b>0,6%</b>

Source : Pièce [B-0164](#), p. 10. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

[247] Pour le service de transport, Énergir établit l'évolution du revenu requis et l'ajustement tarifaire, en fonction du scénario défavorable, respectivement à 47,0 M\$ et 50,41 % pour 2021 comme présenté au tableau suivant.

**TABLEAU 8**  
**AJUSTEMENT TARIFAIRE EN 2021 POUR LE SERVICE DE TRANSPORT**

Évolution du revenu requis du service de transport et ajustement tarifaire - Scénario de base	2021	
	en M\$	en %
Hausse des coûts de transport	35,4	37,1%
Variation des trop-perçu des exercices 2018-2019 et 2017-2018	8,6	9,0%
Hausse du rendement et impôts	1,1	1,2%
<b>Variation du revenu requis 2021 vs le revenu requis autorisé et redressé de 2020</b>	<b>45,1</b>	<b>47,3%</b>
Baisse des revenus découlant de l'application du tarif de la zone Sud aux volumes prévus de la zone Nord	2,7	2,9%
<b>Ajustement tarifaire du service de transport</b>	<b>47,8</b>	<b>50,2%</b>

Source : Pièce [B-0164](#), p. 10. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

[248] Le Distributeur mentionne que les tarifs de transport sur le réseau de TCPL ont fait l'objet d'une entente intervenue à l'automne 2019 et ont subséquemment été approuvés par la Régie de l'énergie du Canada le 17 avril 2020. Énergir précise avoir appliqué ces nouveaux tarifs de transport à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2021 aux fins de l'établissement du revenu requis au présent dossier<sup>109</sup>.

[249] Pour le service d'équilibrage, Énergir établit l'évolution du revenu requis et l'ajustement tarifaire, en fonction du scénario défavorable, respectivement à -14,9 M\$ et 10,36 % pour 2021 comme suit :

**TABLEAU 9**  
**AJUSTEMENT TARIFAIRE EN 2021 POUR LE SERVICE D'ÉQUILIBRAGE**

Évolution du revenu requis du service d'équilibrage et ajustement tarifaire - Scénario de base	2021	
	en M\$	en %
Baisse des coûts d'équilibrage	(11,3)	-7,7%
Variation des manques à gagner des exercices 2017-2018 et 2018-2019	(5,4)	-3,7%
Autres	0,8	0,5%
<b>Variation du revenu requis 2021 vs le revenu requis autorisé de 2020</b>	<b>(15,9)</b>	<b>-10,8%</b>
Hausse des revenus d'équilibrage	(3,5)	-2,4%
<b>Ajustement tarifaire du service d'équilibrage</b>	<b>(19,3)</b>	<b>-13,2%</b>

Source : Pièce [B-0164](#), p. 11. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

[250] Le Distributeur indique que la baisse tarifaire au service d'équilibrage découle principalement de l'acquisition d'un service de pointe sur le marché secondaire comme alternative à l'achat de capacités de transport courte distance en hiver, baisse partiellement compensée par la hausse des tarifs de TCPL.

[251] Lors de l'audience, le Distributeur précise qu'en date du 31 juillet 2020, il prévoit qu'il terminera l'année 2019-2020 avec un manque à gagner de 44 M\$ pour les services de transport et d'équilibrage. Ce manque à gagner sera principalement imputable à la méthode de fonctionnalisation en lien avec le différentiel de lieu sur les achats de fourniture. Selon la méthode approuvée par la Régie, une partie du coût de la fourniture est imputée au service du transport<sup>110</sup>.

<sup>109</sup> Pièce [B-0164](#), p. 11.

<sup>110</sup> Pièce [B-0194](#).

## 7.2 REVENU REQUIS ET AJUSTEMENT TARIFAIRE SELON LE SCÉNARIO DÉFAVORABLE

### 7.2.1 REVENU REQUIS SELON LE SCÉNARIO DÉFAVORABLE

[252] Énergir présente, à la demande de la Régie, les ajustements au revenu requis pour les services de distribution, de transport et d'équilibrage qui découlent de l'application du scénario défavorable. Le tableau suivant présente le revenu requis ajusté en fonction de ce scénario défavorable.

**TABLEAU 10**  
**REVENU REQUIS AJUSTÉ EN FONCTION DU SCÉNARIO DÉFAVORABLE**  
**POUR L'ANNÉE 2020-2021**

Revenu requis par service ajusté en fonction du scénario de base Pour l'année tarifaire 2020-2021 (en milliers de \$)	Distribution	Fourniture	SPEDE	Transport	Équilibrage		Total
					Pointe	Espace	
<b>Revenu requis selon le scénario de base</b>	<b>562 647</b>	<b>2 080</b>	<b>972</b>	<b>143 159</b>	<b>55 851</b>	<b>71 536</b>	<b>836 245</b>
Ajustements au revenu requis							
Réduction des coûts de l'outil de pointe					(73)		(73)
Réduction des coûts de compression du site de Pointe-du-Lac					(27)		(27)
Réduction des coûts de compression des outils de transport				(331)	(67)	75	(323)
Transfert de coûts entre services - variation de la fonctionnalisation				(2 710)		1 303	(1 407)
Réduction des coûts liés au gaz perdu	(121)			(16)			(105)
Réduction des dépenses d'exploitation et du nombre de clients	(474)						(474)
<b>Revenus requis global ajusté en fonction du scénario défavorable</b>	<b>562 052</b>	<b>2 080</b>	<b>972</b>	<b>140 102</b>	<b>55 684</b>	<b>72 914</b>	<b>833 836</b>

Source : Pièces [B-0164](#), annexe I, p.2 et [B-0168](#), p. 1.

### 7.2.2 AJUSTEMENT TARIFAIRE SELON LE SCÉNARIO DÉFAVORABLE

[253] L'ajustement tarifaire global aux services de distribution, transport et équilibrage de 4,01 %, selon le scénario de base, est réévalué à 5,54 % selon le scénario défavorable.

[254] Le tableau suivant compare l'ajustement tarifaire pour l'année 2020-2021 établi selon le scénario de base et le scénario défavorable.

**TABLEAU 11**  
**AJUSTEMENT TARIFAIRE SELON LES SCÉNARIOS DE BASE ET DÉFAVORABLE**  
**POUR L'ANNÉE 2020-2021**

Ajustement tarifaire en 2021 - comparaison entre scénario de base et défavorable Pour les services de distribution, de transport et d'équilibrage	scénario de base		scénario défavorable	
	en M\$	en %	en M\$	en %
Service de distribution	3,6	0,65%	11,5	2,08%
Service de transport	47,8	50,20%	47,0	50,41%
Service d'équilibrage - pointe	(19,3)	-13,18%	(14,9)	-10,36%
Total pour les services de distribution, de transport et d'équilibrage	32,1	4,01%	43,6	5,54%

Source : Pièce [B-0164](#), p. 19. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

### 7.3 IMPACT DE LA PANDÉMIE SUR LE REVENU REQUIS DE L'ANNÉE 2019-2020

[255] Lors de l'audience, Énergir indique qu'en date du 31 juillet 2020, elle anticipe terminer l'année 2020 avec un écart cumulatif de 2 M\$ au niveau des revenus de distribution, écart à être récupéré auprès de sa clientèle par le mécanisme de découplage des revenus. Le Distributeur précise que cet écart est relié à une baisse de consommation estimée à 217 Mm<sup>3</sup>.

[256] En ce qui a trait aux composantes du coût de service en distribution, Énergir mentionne qu'en raison d'une gestion prudente des coûts en 2019-2020, incluant le gel temporaire des embauches, les résultats financiers devraient tendre vers une neutralité au niveau du trop-perçu/manque à gagner<sup>111</sup>.

[257] Pour les services de transport et d'équilibrage, Énergir prévoit terminer l'année 2019-2020 avec un manque à gagner de 43,7 M\$, qui s'explique principalement par la fonctionnalisation du coût d'achat de la fourniture selon le différentiel de lieu<sup>112</sup>.

[258] Par ailleurs, avec la reprise de la construction en mai 2020, Énergir indique qu'elle n'anticipe pas d'écart significatif sur la base de tarification par rapport à ce qui était prévu au dossier tarifaire.

<sup>111</sup> Pièce [A-0035](#), p. 135 et 138.

<sup>112</sup> Pièce [B-0194](#).

[259] Selon Énergir, compte tenu de la situation actuelle, il est très difficile d'établir des prévisions et un certain degré d'incertitude est à prévoir pour la suite.

#### **7.4 OPINION DE LA RÉGIE**

[260] Pour les motifs présentés à la section 18.2 de la présente décision, la Régie retient le scénario défavorable pour l'établissement du revenu requis et de l'ajustement tarifaire pour l'année 2020-2021. Considérant les modalités de disposition du solde du CRF – Zone Nord-Sud mentionnées à la section 19.1.4, la Régie estime le revenu requis global à 837,8 M\$.

**[261] La Régie demande à Énergir de déposer, pour approbation, la mise à jour de l'information relative au revenu requis et à l'ajustement tarifaire en fonction des dispositions de la présente décision au plus tard le 18 novembre 2020, à 12 h.**

### **8. DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION**

#### **8.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR**

[262] Selon le scénario de base, Énergir établit les dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution à 425,6 M\$ pour 2021, soit une augmentation de 16,2 M\$ comparativement au montant autorisé 2020, et une baisse de 34,3 M\$ comparativement à l'année historique 2019.

[263] Le tableau suivant présente l'évolution des dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution pour la période 2019-2021.

**TABEAU 12**  
**ÉVOLUTION DES DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE**  
**DISTRIBUTION POUR LA PÉRIODE 2019-2021**

Dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution (en millions de \$)	2019 année historique	2020 année autorisée	2020 année de base 4/8	2021 année témoin	Hausse (baisse)		
					2021 vs 2019 historique	2021 vs 2020 autorisée	2021 vs 2020 4/8
Coût du gaz perdu et autres frais de distribution	9,9	9,7	10,4	(5,2)	(15,1)	(14,9)	(15,6)
Autres revenus d'exploitation	2,1	(4,0)	(3,6)	(3,9)	(6,0)	0,0	(0,4)
Charges d'exploitation	212,9	217,1	217,1	232,5	19,6	15,4	15,4
PGÉÉ et CASEP	4,7	4,9	4,9	4,9	0,2	(0,1)	(0,1)
Amortissements et impôts	232,6	187,1	186,3	196,7	(35,9)	9,6	10,4
Autres composantes du coût des ASF	(2,314)	(5,5)	(5,5)	0,6	2,9	6,1	6,1
<b>Dépenses nécessaires - service distribution</b>	<b>459,9</b>	<b>409,3</b>	<b>409,7</b>	<b>425,6</b>	<b>(34,3)</b>	<b>16,2</b>	<b>15,9</b>

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0168](#), du dossier R-4114-2019, pièce [B-0045](#) et du dossier R-4076-2018 phase 2, pièce [B-0302](#).

[264] En réponse à une question de la Régie en cours d'audience, Énergir indique qu'elle n'est pas favorable à une modification ponctuelle de la période d'amortissement du CFR pour cotisation d'impôts dans le présent dossier tarifaire. Bien que l'amortissement accéléré de ce CFR permettrait de réduire le revenu requis de l'année 2020-2021, considérant l'impact sur la base de tarification, Énergir soumet qu'elle ne serait pas en mesure d'effectuer une mise à jour complète du dossier tarifaire, en temps opportun, afin que les tarifs entrent en vigueur le 1<sup>er</sup> décembre 2020<sup>113</sup>.

[265] Par ailleurs, comme l'indique le tableau 10 de la présente décision, Énergir estime l'impact du scénario défavorable sur les dépenses nécessaires à la prestation de service, selon le scénario de base, à une baisse de 595 000 \$ imputable à la réduction des coûts du gaz perdu et des dépenses d'exploitation à la suite de la variation du nombre de clients.

### 8.1.1 CHARGES (OU DÉPENSES) D'EXPLOITATION

[266] Conformément à la décision D-2019-028<sup>114</sup>, Énergir établit les dépenses d'exploitation par le biais de la formule paramétrique autorisée. En considérant la variation du nombre de clients anticipée pour l'année 2020-2021, le taux d'inflation pondéré appliqué sur le montant de départ de la formule est établi à 3,71 %.

<sup>113</sup> Pièce [B-0199](#).

<sup>114</sup> R-4076-2018 Phase 1. décision [D-2019-028](#), section 3.1 et 3.4.

[267] Énergir établit ainsi les dépenses d'exploitation pour l'année 2021 à 231,7 M\$, soit une augmentation de 14,6 M\$ par rapport aux dépenses autorisées de 217,1 M\$<sup>115</sup>.

[268] Énergir dépose au présent dossier, le 20 août 2020, une mise-à-jour afin de réviser les taux d'inflation de la formule paramétrique<sup>116</sup>. Le taux d'inflation pondéré appliqué sur le montant de départ de la formule est révisé à 4,13 %, soit une hausse de 0,42 % par rapport au taux original. À la suite de cet ajustement, Énergir établit ses dépenses d'exploitation pour l'année 2021 à 232 535 000 \$, soit une hausse de 15 448 000 \$ par rapport aux dépenses autorisée de l'année tarifaire 2019-2020.

[269] Par ailleurs, Énergir présente les dépenses d'exploitation en lien avec le scénario défavorable demandé par la Régie<sup>117</sup>. La baisse du nombre de clients pour l'année 2020-2021 a pour effet d'établir les dépenses d'exploitation à 232 060 000 \$ pour l'année tarifaire 2021, soit une baisse de 474 000 \$ comparativement à la mise-à-jour déposée au mois d'août 2020<sup>118</sup>.

## 8.2 POSITION DES INTERVENANTS

[270] SÉ-AQLPA recommande qu'Énergir comptabilise les surcoûts causés par la Pandémie en 2019-2020 dans un CFR et inclut une estimation du manque à gagner dans les tarifs de l'année 2020-2021. Il relève, à cet égard, l'adoption de propositions similaires par les régulateurs du Michigan et de l'Ontario.

[271] De plus, pour l'année tarifaire 2020-2021, SÉ-AQLPA demande qu'Énergir ajuste à la hausse la prévision de ses coûts, afin de tenir compte des effets de la Pandémie. L'intervenant propose la création d'un nouveau CFR afin de comptabiliser un éventuel manque à gagner des surcoûts de la Pandémie en 2020-2021. Il demande enfin qu'une estimation de ce manque à gagner soit effectué afin de le récupérer de façon accélérée dans les tarifs 2021-2022, avant que le solde exact éventuel restant soit récupéré dans les tarifs 2022-2023.

---

<sup>115</sup> Pièce [B-0069](#).

<sup>116</sup> Pièce [B-0171](#).

<sup>117</sup> Pièce [B-0164](#), annexe 1, p. 4.

<sup>118</sup> Pièce [B-0168](#).

### 8.3 OPINION DE LA RÉGIE

[272] **Considérant que le taux d'indexation de la formule paramétrique de 4,13 % est établi conformément à la décision D-2019-028 et que la Régie retient le scénario défavorable pour l'établissement du revenu requis, la Régie approuve un montant de 232 060 000 \$ pour les dépenses d'exploitation de l'année 2020-2021.**

[273] **La Régie prend acte de l'amortissement de la totalité du solde du CFR relatif aux aides financières du PGEÉ constaté au cours du rapport annuel 2019, incluant les intérêts capitalisés y afférents, dans le coût de service 2020-2021.**

[274] Par ailleurs, considérant l'impact de la Pandémie, la Régie invite Énergir, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, à évaluer la possibilité d'amortir de façon accélérée le solde complet du CFR - Cotisation d'impôts aux fins d'établir le revenu requis de l'année 2021-2022.

[275] Finalement, la Régie ne retient pas les recommandations de SÉ-AQLPA concernant la création de nouveaux CFR en lien avec la Pandémie et la gestion coordonnée des comptes d'écart. Elle considère que la comparaison que fait l'intervenant avec d'autres organismes de réglementation est incomplète. Par ailleurs, la Régie est d'avis que les différents outils réglementaires dont dispose Énergir réduisent le besoin de recourir à des mesures additionnelles pour traiter spécifiquement des coûts liés à la Pandémie, tant pour l'année 2019-2020 que pour l'année 2020-2021.

## 9. DÉVELOPPEMENT DES VENTES

### 9.1 PLAN DE DÉVELOPPEMENT DES VENTES 2020-2021

#### 9.1.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[276] Énergir dépose son plan de développement 2020-2021 et présente, entre autres, les volumes de ventes additionnels, par marché, provenant de nouveaux clients ou d'ajouts de charges. De plus, Énergir présente le coût des investissements prévus, les subventions projetées découlant des programmes commerciaux ainsi que les contributions prévues des futurs clients nécessaires aux fins de réaliser ces ventes additionnelles.

[277] Pour les six années visées par le plan de développement des ventes 2020-2021, soit l'an 0 à l'an 5, Énergir établit le coût total prévu des investissements en immobilisations corporelles à 70,4 M\$<sup>119</sup> pour les projets dont le coût est inférieur au seuil de 4 M\$ prévu au *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*<sup>120</sup> (le Règlement d'application). En tenant compte des subventions qui seront versées dans le cadre des programmes commerciaux ainsi que des contributions de la clientèle, le total des investissements pour les six années visées par le plan s'élève à 81,4 M\$.

[278] Énergir présente le calcul détaillé du revenu requis et de la contribution tarifaire annuelle en annexe au plan de développement. Les fichiers Excel permettant d'établir la rentabilité des plans de développement sont déposés en accès restreint.

[279] Finalement, en réponse à une DDR de la Régie, Énergir dépose les paramètres utilisés dans les calculs de la rentabilité du plan de développement 2020-2021<sup>121</sup>.

---

<sup>119</sup> Pièce [B-0013](#), lignes 11 à 17.

<sup>120</sup> [RLRQ c. R-6.01, r. 2.](#)

<sup>121</sup> Pièce [B-0124](#), p. 14, réponse à la question. 9.1.

### 9.1.2 POSITION DES INTERVENANTS

[280] L'ACEFQ se déclare satisfaite des précisions fournies par Énergir en réponse à ses DDR. Elle constate que les volumes prévus au plan de développement respectent les taux d'effritement retenus par la Régie dans la décision D-2018-080 et que la prévision du nombre de clients utilisée s'inscrit dans la continuité des résultats historiques examinés précédemment.

### 9.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[281] La Régie constate que le Distributeur prévoit atteindre, pour l'ensemble du plan de développement des ventes, un indice de profitabilité (IP) de 1,84 et un rendement interne de 11,05 % , soit un taux de rentabilité supérieur au coût en capital prospectif de 4,60 %<sup>122</sup>, pour l'année 2020-2021.

[282] La Régie constate également que les différents paramètres utilisés pour évaluer la rentabilité du plan de développement des ventes sont ceux en vigueur au moment de l'évaluation.

[283] La Régie juge que le plan de développement 2020-2021 est établi de façon conforme aux dispositions de la décision D-2018-080<sup>123</sup>.

**[284] La Régie prend acte de la rentabilité du plan de développement 2020-2021 d'Énergir.**

**[285] À compter du prochain dossier tarifaire, la Régie demande au Distributeur de présenter les paramètres utilisés pour la préparation du plan de développement, selon le tableau présenté aux pages 14 et 15 de la pièce B-0124<sup>124</sup>.**

---

<sup>122</sup> Paragraphe 380 de la présente décision.

<sup>123</sup> Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#).

<sup>124</sup> Pièce [B-0124](#), p. 14.

## 9.2 TAUX D'ÉCONOMIES POTENTIELLES DES TRAVAUX INTÉGRÉS

[286] Dans sa décision D-2018-080<sup>125</sup>, la Régie retenait un taux d'économies potentielles de 30 % sur les coûts des services entrepreneurs lors de travaux associés à des projets de cas d'exception réalisés en mode intégré. Elle demandait toutefois au Distributeur de raffiner l'analyse du taux d'économies potentielles et de présenter cette analyse dans le cadre du dossier tarifaire 2020-2021.

[287] Énergir dépose cette analyse au présent dossier et demande à la Régie d'en prendre acte et de s'en déclarer satisfaite.

### 9.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[288] En suivi de la décision D-2018-080, Énergir rappelle, d'une part, que les cas d'exception ont trait aux projets de développement d'un parc industriel et les activités de repavage routier pour lesquels une enveloppe maximale de 1,5 M\$ par an a été autorisée par la Régie. L'enveloppe sert à réaliser des projets qui offrent un potentiel de densification, mais qui ne sont pas rentables au moment de leur réalisation.

[289] D'autre part, les travaux intégrés visent les situations où les travaux d'installation ou de remplacement de conduites de gaz naturel sont coordonnés, en tout ou en partie, avec les travaux d'infrastructure d'une municipalité. Selon Énergir, les travaux en mode intégré permettent donc d'économiser certains coûts, comme la signalisation, l'excavation ou le repavage, puisqu'une partie de ces derniers sont assumés par la municipalité.

[290] Aux fins de son analyse, Énergir indique avoir réalisé trois projets de cas d'exception complètement en mode intégré depuis 2017. La méthodologie retenue par le Distributeur compare les coûts réels des projets réalisés en mode intégré et les coûts estimés qui auraient été encourus si les projets avaient été réalisés en mode conventionnel. Les trois projets présentent un taux d'économies global de 52 % pour la portion de la main-d'œuvre des services entrepreneurs et de 29 % pour le coût total des projets.

---

<sup>125</sup> Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 93, par. 392.

**Tableau 13**  
**Taux d'économies des projets d'exception réalisés en mode intégré**

	<b>Rubrique</b>	<b>Coûts réels (\$)</b>	<b>Coûts estimés (\$)</b>	<b>Économies (\$)</b>	<b>Taux d'économies (%)</b>
<b>Projet</b>		<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C = B - A</b>	<b>D = C / B</b>
A	Services entrepreneurs	18 044	22 905	4 861	21
	Coût total	34 679	40 637	5 958	15
B	Services entrepreneurs	22 660	52 380	29 720	57
	Coût total	54 632	90 313	35 681	40
C	Services entrepreneurs	4 900	19 515	14 615	75
	Coût total	20 762	24 821	4 059	16

Source : Énergir, Pièce [B-0036](#), p. 3.

[291] En réponse à une DDR de la Régie<sup>126</sup>, Énergir explique l'ampleur de la variabilité des économies par la portion des travaux civils assumée par le tiers lors de travaux intégrés, une portion plus élevée entraînant des économies plus importantes et vice-versa.

### 9.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

[292] La Régie est d'avis que les économies mesurées, bien que présentant une grande variabilité selon les projets, démontrent que la réalisation de travaux en mode intégré a un effet net à la baisse sur les coûts des projets et sur le coût des services entrepreneurs.

**[293] La Régie prend acte du suivi portant sur le taux d'économies potentielles des travaux intégrés demandé à la décision D-2018-080 et s'en déclare satisfaite.**

<sup>126</sup> Pièce [B-0124](#), p. 1, réponse à la question 11.1.

### **9.3 PROGRAMME DE FLEXIBILITÉ TARIFAIRE POUR LE MAZOUT ET LA BIÉNERGIE**

#### **9.3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR**

[294] Énergir demande à la Régie de reconduire le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie jusqu'au 30 septembre 2021. Depuis 1995, ce programme offre une réduction aux clients dans le cas d'une situation concurrentielle défavorable pour le gaz naturel afin de prévenir une perte de volumes et de revenus et de prémunir l'ensemble de la clientèle contre les hausses tarifaires qui en résulteraient.

[295] Énergir prévoit que la situation concurrentielle par rapport au mazout et à la biénergie sera encore à l'avantage du gaz naturel pour la période 2020-2021, bien que le cours des prix du pétrole dépendra de la vigueur de la reprise économique mondiale<sup>127</sup>. Aucun rabais n'est donc prévu pour préserver des volumes de gaz naturel par rapport au mazout et à la biénergie<sup>128</sup>. Le Distributeur soumet qu'il est pertinent de reconduire le programme puisqu'il constitue un outil de commercialisation profitable et avantageux pour l'ensemble de ses clients et qu'il n'y a aucun coût associé à son maintien.

#### **9.3.2 POSITION DES INTERVENANTS**

[296] Le GRAME recommande le maintien du programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie considérant que son maintien n'entraîne aucun coût et pourrait permettre à certains clients d'en bénéficier.

#### **9.3.3 OPINION DE LA RÉGIE**

[297] La Régie note que, depuis 1995, l'objectif du programme de flexibilité tarifaire est de prévenir une perte de volumes et de revenus vers le mazout et la biénergie et de prémunir l'ensemble de la clientèle d'Énergir contre des hausses tarifaires qui en résulteraient. Dans le contexte de la Politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec, la Régie constate

---

<sup>127</sup> Pièce [B-0132](#), p. 16, réponse à la question 3.1.

<sup>128</sup> Pièce [B-0012](#).

que le maintien du programme a également l'avantage potentiel d'éviter des émissions polluantes. **Pour ces motifs, la Régie reconduit le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie jusqu'au 30 septembre 2021.**

## **10. PROJETS D'ACQUISITION OU DE CONSTRUCTION D'IMMEUBLES OU D'ACTIFS DONT LE COÛT EST INFÉRIEUR AU SEUIL RÉGLEMENTAIRE**

### **10.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR**

[298] En vertu du Règlement d'application, le seuil assujettissant un projet d'investissement d'Énergir à l'approbation spécifique de la Régie est de 4,0 M\$.

[299] Énergir demande donc à la Régie d'autoriser les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 4,0 M\$ destinés à la distribution de gaz naturel pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son Règlement d'application.

[300] Ces projets d'investissements de moins de 4 M\$ sont représentés, au présent dossier, par les additions à la base de tarification, pour lesquelles Énergir demande également une autorisation.

[301] De plus, en cours d'audience, Énergir complète sa réponse de la DDR n° 4 de la Régie et présente l'impact tarifaire cumulatif sur cinq ans de ces projets d'investissements, établi sur la base du modèle défini dans la pièce B-0464 du dossier R-3867-2013<sup>129</sup>.

---

<sup>129</sup> Pièce [B-0176](#) référant à la pièce [B-0464](#) du dossier R-3867-2013 Phase 3 et pièce [A-0036](#), p. 133.

## 10.2 OPINION DE LA RÉGIE

[302] **Considérant la preuve et l’approbation des additions à la base de tarification dans les sections suivantes de la présente décision, la Régie autorise, en vertu de l’article 73 de la Loi et de son Règlement d’application, les projets d’acquisition ou de construction d’immeubles, ou d’actifs de moins de 4,0 M\$ destinés à la distribution de gaz naturel pour lesquels une autorisation est requise.**

[303] Par ailleurs, la Régie souligne la décision récente D-2020-126 rendue dans la phase 3 du dossier R-3867-2013, portant sur la proposition d’Énergir liée à la demande d’autorisation de ses investissements inférieurs au seuil et à la planification pluriannuelle des investissements<sup>130</sup>. En conséquence, la Régie s’attend à ce que la preuve qui sera déposée dans le prochain dossier tarifaire en lien avec les projets d’acquisition ou de construction d’immeubles ou d’actifs dont le coût est inférieur au seuil réglementaire sera présentée conformément aux dispositions de cette décision.

## 11. FRAIS GÉNÉRAUX ENTREPRENEURS

### 11.1 PROPOSITION D’ÉNERGIR

[304] Conformément à la décision D-2018-080<sup>131</sup>, Énergir demande à la Régie d’approuver, pour l’année 2020-2021, le taux de frais généraux entrepreneurs (FGE) de 21,86 % à appliquer au montant des services entrepreneurs. Dans sa décision D-2019-141<sup>132</sup>, la Régie a approuvé un taux FGE de 21,54 % pour l’année 2019-2020 ainsi que les ajustements proposés par Énergir au calcul du taux FGE.

[305] Pour l’année 2020-2021, Énergir propose de présenter, pour des raisons de simplicité et de cohérence, le coût des services entrepreneurs prévus pour les projets particuliers à la Case G<sup>133</sup> de la pièce B-0047 plutôt que de l’inclure à la Case F, contrairement à ce qu’Énergir avait annoncé en phase 2 du dossier R-4076-2018.

---

<sup>130</sup> Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2020-126](#).

<sup>131</sup> Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), par. 179.

<sup>132</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), par. 438 et 439.

<sup>133</sup> Pièce [B-0047](#), p.4

[306] Énergir explique que les projets particuliers se distinguent des projets dont les investissements sont à pondérer parce qu'il n'y a pas d'historique valable et représentatif pour ceux-ci et qu'un tel historique n'est pas susceptible de se développer au fil du temps. De plus, le Distributeur indique que la modification n'a aucun impact sur la méthodologie ou le résultat du taux FGE.

## 11.2 OPINION DE LA RÉGIE

[307] La Régie considère que la modification proposée par Énergir est justifiée et pertinente. **En conséquence, la Régie approuve la modification et le taux de FGE de 21,86 % applicable au montant des services entrepreneurs de chaque projet pour l'année tarifaire 2020-2021.**

## 12. BASE DE TARIFICATION

### 12.1 ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION

[308] Énergir demande à la Régie d'approuver les additions à la base de tarification pour les projets d'investissements dont le coût individuel est inférieur au seuil prévu au Règlement d'application. Énergir établit à 202,5 M\$, pour l'année témoin 2020-2021, le montant des additions à la base de tarification pour les projets d'investissements dont le coût individuel est inférieur au seuil de 4,0 M\$.

[309] Le tableau suivant présente l'évolution des additions à la base de tarification pour la période 2019-2021.

**TABLEAU 14**  
**ÉVOLUTION DES ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION POUR LA PÉRIODE 2019-2021**

Additions à la base de tarification	2019		2020		2020		2021	
	année historique		année autorisée		année de base (4/8)		année témoin	
<i>En millions de dollars</i>	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total
Immobilisations corporelles nettes	154,8	156,4	170,7	201,3	172,7	185,2	174,4	197,3
Développements informatiques	12,5	19,8	15,3	15,3	13,3	14,1	12,1	12,1
Programmes commerciaux	13,8	13,9	16,2	16,5	16,8	16,9	16,0	16,2
Intégration de projets hors base dans le solde d'ouverture	-	8,4	0,2	16,4	-	6,6		
<b>Total</b>	<b>181,1</b>	<b>198,6</b>	<b>202,4</b>	<b>249,7</b>	<b>202,8</b>	<b>222,7</b>	<b>202,5</b>	<b>289,5</b>

Source : Pièce [B-0041](#) p. 1 et dossier R-4114-2019, pièce [B-0032](#), p. 1. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

[310] En considérant également les projets d'investissements dont le coût individuel est égal ou supérieur à 4,0 M\$, Énergir prévoit des additions à la base de tarification totalisant 289,5 M\$ en 2020-2021. Comparativement aux additions autorisées de l'année 2019-2020, les additions prévues en 2020-2021 présentent une augmentation de 39,8 M\$ ou 16 %.

### *Additions en immobilisations corporelles*

[311] Énergir prévoit des additions en immobilisations corporelles nettes totalisant 197,3 M\$ pour l'année 2020-2021, dont un montant de 174,4 M\$ est soumis à l'autorisation de la Régie. Les investissements prévus découlent principalement de la planification pluriannuelle des investissements. Les immobilisations corporelles incluent également les coûts d'investissement pour les installations générales, les frais généraux capitalisés, atténués par les subventions gouvernementales.

**TABLEAU 15**  
**ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION EN IMMOBILISATIONS CORPORELLES NETTES**  
**POUR LA PÉRIODE 2019-2021**

Additions à la base de tarification en	2019		2020		2020		2021	
	année historique		année autorisée		année de base (4/8)		année témoin	
	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total
<i>En millions de dollars</i>								
Développement du réseau	50,4	51,5	66,0	94,2	58,3	60,2	69,4	109,7
Améliorations du réseau	53,5	53,5	59,3	60,7	61,4	67,4	56,0	59,4
Réseau de transmission	4,4	4,5	-	-	-	0,2	-	-
Entreposage	2,5	2,5	2,4	3,0	3,0	5,7		14,0
Installations générales	25,2	25,4	24,2	24,8	31,7	31,9	27,2	27,2
Frais généraux capitalisés	17,7	17,9	17,4	18,0	17,6	18,0	19,4	20,5
Autres	1,1	1,1	1,3	1,3	1,3	1,3	1,5	1,5
Subventions gouvernementales	-	-	-	(0,7)	(0,5)	0,5	(2,1)	(35,1)
<b>Immobilisations corporelles nettes</b>	<b>154,8</b>	<b>156,4</b>	<b>170,7</b>	<b>201,3</b>	<b>172,7</b>	<b>185,2</b>	<b>174,4</b>	<b>197,3</b>

Source : Pièce [B-0041](#) (B-0040 version confidentielle) et décision D-2018-096, p.18. Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis.

[312] Les additions à la base de tarification pour le développement du réseau tiennent compte de certains projets prévus aux plans annuels de développement des années antérieures et qui seront réalisés au cours de la prochaine année, ainsi qu'une partie des projets prévus au plan de développement 2020-2021, présenté au présent dossier<sup>134</sup>.

[313] Comparativement à l'année autorisée 2019-2020, l'augmentation globale prévue en 2021 s'explique principalement par l'intégration du projet d'extension de réseau entre Saint-Henri et Montmagny<sup>135</sup>.

[314] Les additions à la base de tarification pour l'amélioration du réseau et le réseau de transmission comprennent les projets identifiés dans la stratégie de gestion des actifs, les coûts liés aux activités de mesurage et aux frais fixes des entrepreneurs, ainsi que quelques autres éléments de conciliation<sup>136</sup>.

[315] Comparativement à la prévision de 2019-2020, la diminution prévue de 8,0 M\$ en 2021 s'explique principalement par la fin du projet de relocalisation de la conduite de

<sup>134</sup> Pièce [B-0042](#).

<sup>135</sup> Pièce [B-0041](#), p. 4. Ce projet d'investissement est autorisé par la décision [D-2020-007](#) (dossier R-4109-2019).

<sup>136</sup> Pièce [B-0043](#).

gaz naturel pour le projet du SRB Pie-IX<sup>137</sup> et celui relatif à la relocalisation d'une conduite de gaz naturel à Sainte-Anne-de-Bellevue<sup>138</sup>.

[316] En réponse à une question de la Régie et en suivi de la décision D-2020-097<sup>139</sup>, Énergir dépose son plan triennal concernant l'implantation des Règles d'or en santé et sécurité<sup>140</sup>. Énergir précise que ces informations font davantage référence à un calendrier d'implantation qu'à un document global qui aurait intégré l'ensemble des Règles d'or prévues en matière de santé et sécurité, leurs descriptions, implications, etc.

[317] La Régie juge qu'il est approprié de préciser ses attentes relatives aux informations à être déposées lors des prochains dossiers tarifaire. **La Régie demande que les informations relatives au plan triennal des Règles d'or contiennent minimalement les éléments suivants :**

- **les Règles d'or dont l'implantation est prévue;**
- **une description de ces Règles d'or;**
- **les impacts de celles-ci sur les dépenses, sous la forme du tableau présenté au dossier R-4114-2019<sup>141</sup>.**

[318] **La Régie approuve, pour 2020-2021, un montant de 202,5 M\$ pour les additions à la base de tarification liées aux projets d'investissements dont le coût individuel est inférieur à 4,0 M\$.**

---

<sup>137</sup> Dossier [R-4065-2018](#).

<sup>138</sup> Dossier [R-4088-2019](#).

<sup>139</sup> Dossier R-4114-2019, décision [D-2020-097](#), p. 25, par. 72.

<sup>140</sup> Pièce [B-0203](#).

<sup>141</sup> Dossier R-4114-2019, pièce [B-0193](#), p. 5, réponse à la question 1.3.

## 12.2 ÉTABLISSEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

[319] Pour l'année témoin 2021, Énergir demande à la Régie d'établir la base de tarification au montant de 2 286,9 M\$, ventilée comme suit :

**TABLEAU 16**  
**ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION POUR LA PÉRIODE 2019-2021**

Base de tarification (en millions de \$) Moyenne des 13 soldes	2019	2020	2020	2021	Hausse (baisse)	
	année historique	année autorisée	année de base (4/8)	année témoin	2021 vs 2020 autorisée	2021 vs 2019
Immobilisations corporelles nettes	1 867,0	1 929,1	1 909,5	2 023,9	94,8	156,9
Systèmes informatiques et brevets	54,8	52,0	52,2	63,4	11,4	8,5
Programmes commerciaux	87,2	87,9	85,3	84,8	(3,1)	(2,4)
PGEÉ - Subventions	23,1	41,8	40,4	61,4	19,6	38,3
Coûts non amortis	39,7	13,0	11,8	14,7	1,7	(25,0)
Fonds de roulement						
Encaisse réglementaire	36,2	35,7	35,1	37,1	1,4	0,9
Matériaux et inventaire de gaz	52,5	57,6	49,4	49,9	(7,7)	(2,6)
Passif au titre des prestations définies net des CFR	(14,7)	(21,2)	(31,7)	(48,4)	(27,2)	(33,7)
Provision - auto assurance	(0,2)	(0,2)	0,2	0,0	0,2	0,2
<b>Total</b>	<b>2 145,8</b>	<b>2 195,8</b>	<b>2 152,1</b>	<b>2 286,9</b>	<b>91,1</b>	<b>141,1</b>

Source : Pièce [B-0045](#) et dossier R-4114-2019, pièce [B-0029](#). Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis. Les immobilisations corporelles sont nettes des contributions.

[320] La base de tarification de l'année 2020-2021 présente une croissance de 91,1 M\$ ou 4,1 % par rapport au montant autorisé en 2019-2020. Comparée aux données réelles pour l'année 2019, la hausse s'élève à 141,1 M\$ ou 6,6 % sur deux ans.

[321] Pour l'année témoin 2020-2021, la hausse des subventions du PGEÉ de 19,6 M\$ par rapport à l'année autorisée 2020, est expliquée par l'intégration à la base de tarification des subventions du PGEÉ au 1<sup>er</sup> octobre 2018. La variation à la baisse de 27,2 M\$ du compte « Passifs au titre des prestations définies net des CFR » résulte de la révision des hypothèses actuarielles ainsi que de la variation des écarts budgétaires des exercices 2019 et 2018, amortis respectivement dans le présent dossier tarifaire 2020-2021 et à la prévision 4/8 2020.

[322] La Régie établit la base de tarification pour l'année témoin 2020-2021 à 2 286 926 000 \$.

[323] **La Régie prend acte du dépôt de la pièce B-0046 visant la mise à jour des tableaux 4 et 5 de la décision D-2015-212 portant sur les avantages sociaux futurs, pour l'année de base et l'année témoin, tel que requis par la décision D-2016-156. À cet égard, la Régie note l'ajout des renseignements en page 2 en suivi du paragraphe 382 de la décision D-2019-141 et s'en déclare satisfaite.**

### 12.3 ÉTUDE DES TAUX D'AMORTISSEMENT

[324] Énergir mentionne que l'étude quinquennale des taux d'amortissement des principales catégories d'immobilisations corporelles<sup>142</sup> permet d'assurer une répartition équitable de la dépense d'amortissement entre les générations de clients et favorise la juste récupération des investissements.

[325] L'étude présentée a été réalisée par Monsieur Larry E. Kennedy de la firme Concentric Advisors. Le mandat de ce dernier consistait à revoir les taux d'amortissement des catégories d'actifs de distribution, de stockage ainsi que de transmission en tenant compte des informations historiques. Les données utilisées sont celles en date du 30 septembre 2019.

[326] Les courbes statistiques provenant de l'Iowa State University ont permis de sélectionner la courbe de mortalité de la catégorie d'actifs qui correspond le mieux aux données réelles de chaque groupe d'actifs étudié. Énergir indique que la méthode ELG (Equal Life Group) a été utilisée pour la détermination des taux d'amortissement. Cette méthode établit la durée de vie d'une catégorie d'actifs en fonction de la somme des durées de vie moyennes. Énergir mentionne que cette méthode permet d'établir une charge d'amortissement qui reflète mieux la durée d'utilisation des actifs.

---

<sup>142</sup> Pièce [B-0106](#).

## 12.4 TAUX D'AMORTISSEMENT DES ACTIFS DES INSTALLATIONS GÉNÉRALES

[327] Selon Énergir, compte tenu de la nature des immobilisations incluses dans les catégories des installations générales, l'estimation de la durée de vie des actifs de cette catégorie est plus facile à déterminer et, conséquemment, la révision des taux d'amortissement a été effectuée à l'interne.

[328] Le Distributeur mentionne que mis à part la révision à la hausse de la durée de vie des catégories camionnettes, véhicules tout-terrain et remorques, qui sont passées respectivement de 5 à 7 ans, 3 à 5 ans et 10 à 12 ans, les autres catégories ne présentent pas de changements significatifs.

[329] Le tableau ci-dessous résume les principaux changements aux taux d'amortissement pour les catégories d'installations générales :

**Tableau 17**  
**Sommaire des changements de taux d'amortissement – Installations générales**

Catégories actuelles	Taux actuels	Nouvelles catégories proposées	Taux proposés pour les catégories
Z2450 - Matériel Roulant - Voitures et camionnettes	20,00% (5 ans)		14,29% (7 ans)
Z2560 - Véhicules tout terrain	33,33% (3 ans)		20,00% (5 ans)
Z2650 - Remorques	10,00% (10 ans)		8,33% (12 ans)
Z2203 - Micro-ordinateur	25,00% (4 ans)	Z2204 - Imprimante, photocopieur, stockage, serveurs	20,00% (5 ans)

Source : Pièce [B-0106](#), annexe B.

### 12.4.1 IMPACTS DE LA RÉVISION DES TAUX D'AMORTISSEMENT

[330] Globalement, la dépense d'amortissement de l'année 2020-2021, toutes catégories d'immobilisations confondues, aurait été de 143,3 M\$ selon les anciens taux, comparativement à une prévision de 129,6 M\$ en fonction des taux de la nouvelle étude. L'application des taux révisés se traduit par une baisse sur la dépense d'amortissement annuelle projetée pour le présent dossier tarifaire 2020-2021 de 13,8 M\$, incluant une diminution de 0,3 M\$ relatif aux installations générales.

[331] Le tableau suivant présente un sommaire des principaux changements :

**Tableau 18**  
**Sommaire des impacts de la révision des taux d'amortissement**

Catégorie	Description catégorie	Taux actuel	Estimation durée de vie utile actuelle	Taux proposé	Estimation durée de vie utile proposée	(Augmentation) / Diminution Dépense Amortissement 2021
Z1102	Distribution branchement plastique direct	5,15 %	50	4,30 %	55	8,3 M\$
Z1200	Compteurs	7,19 %	18	5,24 %	18	4,3 M\$
Z1150	Distribution conduite acier	3,13 %	45	3,25 %	45	(1,0 M\$)
Autres catégories	Autres catégories	divers	divers	divers	divers	2,2 M\$
<b>Total</b>						<b>13,8 M\$</b>

Source : Pièce [B-0106](#), p. 10.

[332] Le Distributeur justifie la diminution du taux d'amortissement des branchements d'immeubles en plastique par la révision à la hausse de la durée de vie utile moyenne de 50 à 55 ans, à la suite de l'analyse des retraits passés qui a démontré une augmentation des retraits de plus de 30 ans.

[333] Pour ce qui est des compteurs, la diminution des taux d'amortissement est recommandée, en raison d'un amortissement cumulé trop élevé pour ces actifs. Finalement, l'augmentation des taux d'amortissement des conduites principales en acier est recommandée à la suite de l'augmentation des coûts d'abandon.

**[334] La Régie prend acte de l'étude des taux d'amortissement réalisée par Concentric Advisors pour les actifs de distribution, de stockage et de transmission présentée à l'annexe A de la pièce B-0106.**

## 12.4.2 CRÉATION DE NOUVELLES CATÉGORIES D'ACTIFS

[335] Énergir mentionne que la création des nouvelles catégories d'actifs fait suite à la tenue d'ateliers de travail avec les responsables de chaque groupe d'actifs, afin de revoir les catégories existantes et d'établir si des modifications à ces catégories étaient nécessaires. Le Distributeur précise que les éléments inclus dans chacune des catégories ainsi que leur durée d'utilisation ont été examinés.

[336] Les six catégories d'actifs créées peuvent être regroupées en deux blocs distincts, soit les actifs relatifs au réseau de transmission et ceux relatifs aux projets de biométhane de la catégorie distribution. En réponse à une DDR, Énergir précise que les raisons qui l'ont amené à créer de nouvelles catégories d'actifs sont liées à la valeur des investissements (pour des dépenses auparavant non-capitalisées) et à une durée de vie distincte des actifs (pour les coûts déjà capitalisés)<sup>143</sup>.

[337] La Régie est satisfaite des justifications relatives à la création des nouvelles catégories d'actifs et de la modification des taux d'amortissement des actifs de stockage, de transmission et d'installations générales.

**[338] La Régie autorise la création de nouvelles catégories d'actifs et la modification des taux d'amortissement des actifs de distribution, de stockage, de transmission et d'installations générales telles que présentées à l'annexe C de la pièce B-0106.**

---

<sup>143</sup> Pièce [B-0152](#), p. 5, réponse à la question 1.4.

## 13. STRATÉGIE FINANCIÈRE

### 13.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

#### 13.1.1 STRUCTURE DE CAPITAL

[339] Dans sa décision D-2019-141, la Régie a reconduit la structure de capital présumée pour les années tarifaires 2019-2020 à 2021-2022, soit 38,5 % d'avoir propre, 7,5 % d'actions privilégiées et 54 % de dette<sup>144</sup>.

#### 13.1.2 COÛT MOYEN PONDÉRÉ DU CAPITAL

[340] Énergir demande à la Régie, pour l'année tarifaire 2020-2021, d'approuver un coût en capital moyen de 6,33 % après impôts, établi en tenant compte du taux de rendement de 8,90 % sur l'avoir ordinaire présumé. Énergir établit le coût du capital avant impôts à 7,71 %.

#### 13.1.3 COÛT EN CAPITAL PROSPECTIF

[341] Dans le cadre de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissements, Énergir demande à la Régie, à la suite de la mise à jour des taux, d'établir le coût en capital prospectif à 4,88 % aux fins du calcul du rendement sur la base de tarification et de l'actualisation des contributions tarifaires et d'établir à 4,60 % le coût en capital prospectif, après impôts, aux fins de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissements, en le comparant au taux de rendement interne du projet<sup>145</sup>.

---

<sup>144</sup> La structure de capital présumée d'Énergir a été approuvée par la Régie dans sa décision [D-2011-182](#). Depuis ce temps, la structure du capital présumée est reconduite annuellement, sauf pour la période d'allègement réglementaire. Dans sa décision [D-2019-141](#), la Régie reconduit la structure du capital présumée pour une période de trois ans.

<sup>145</sup> Pièce [B-0166](#).

### 13.1.4 TAUX DE RENDEMENT SUR L'AVOIR ORDINAIRE PRÉSUMÉ

[342] Dans sa décision D-2019-141<sup>146</sup>, la Régie reconduisait, pour les années tarifaires 2020-2021 et 2021-2022, le taux de rendement de 8,9 % sur l'avoir ordinaire présumé. La Régie demandait également au Distributeur de déposer, lors des dossiers tarifaires 2020-2021 et 2021-2022, une mise à jour de l'évolution du taux sans risque.

[343] En suivi de cette décision, le Distributeur présente l'évolution du taux sans risque pour la période 2013 à 2020. Il demande à la Régie d'en prendre acte et de s'en déclarer satisfaite.

## 13.2 POSITION DE L'ACIG

[344] L'ACIG observe que les taux sans risque s'éloignent des intervalles historiques observés par la Régie depuis 2013. L'intervenante conclut que les balises fixées en 2011 par la Régie pour la détermination du taux de rendement sur l'avoir ordinaire d'Énergir à 8,9 % ne sont plus valides. Il en est de même quant aux balises utilisées depuis 2013 pour justifier la reconduction de ce taux de rendement.

[345] Conséquemment, l'ACIG recommande à la Régie d'envisager une correction ponctuelle du taux de rendement sur l'avoir ordinaire présumé d'Énergir et de fixer ce taux à 7,4 % pour l'année tarifaire 2020-2021, pour tenir compte du contexte économique qui prévaut actuellement.

[346] Subsidiairement, l'intervenante recommande à la Régie d'envisager une réouverture, dès l'année tarifaire 2021-2022, du débat sur le taux de rendement<sup>147</sup>.

---

<sup>146</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 20.

<sup>147</sup> Pièce [C-ACIG-0014](#), p. 18.

### 13.2.1 COMMENTAIRES D'ÉNERGIR SUR LES RECOMMANDATIONS DE L'ACIG

[347] Considérant les lettres procédurales de la Régie, le Distributeur soumet que les recommandations principales de l'ACIG à l'égard d'une modification ponctuelle du taux de rendement pour l'année 2020-2021 sont caduques<sup>148</sup>.

[348] Selon lui, la question se résume à déterminer si le taux de rendement devrait être revu lors du dossier tarifaire 2021-2022, comme le recommande subsidiairement l'ACIG, ou plutôt lors du dossier tarifaire 2022-2023, comme le propose Énergir.

[349] Au soutien de sa proposition de revoir le taux de rendement lors du dossier tarifaire 2022-2023, Énergir fait valoir, notamment, les objectifs visés par l'allégement réglementaire autorisé jusqu'en 2021-2022 et le pacte réglementaire qui en découle, particulièrement dans le présent contexte économique. Elle soumet également qu'une revue de l'ensemble des paramètres qui servent à déterminer un taux de rendement, incluant le taux sans risque et le risque d'affaires, s'avérera un exercice long et fort complexe, nécessitant un examen préalable complet et rigoureux accompagné d'experts.

[350] Par ailleurs, Énergir se montre préoccupée par l'ampleur du travail et des délais procéduraux susceptibles d'être engendrés par un examen hâtif du taux de rendement<sup>149</sup>. Le Distributeur juge également que mener cet exercice de façon anticipée mènerait à la présentation d'un dossier incomplet, ce qui brimerait son droit à un traitement équitable et pourrait affecter négativement sa cote de crédit. Énergir note aussi que l'incertitude économique créée par la Pandémie n'est pas propice à un tel exercice puisqu'il est impossible de produire des projections financières solides dans un tel contexte.

### 13.2.2 RÉPONSES DE L'ACIG AUX COMMENTAIRES D'ÉNERGIR

[351] Dans son argumentation, l'ACIG indique s'être questionnée quant au sens à donner aux précisions données par la Régie et contenues à la pièce A-0024, dans la mesure où elle avait déjà la permission de présenter une preuve sur la révision du taux de rendement en vue d'établir sa raisonnable dans le contexte actuel. L'intervenante conclut que la

---

<sup>148</sup> Pièce [B-0207](#), p. 23, référant aux pièces [A-0022](#) et [A-0024](#).

<sup>149</sup> Pièce [B-0207](#), p. 21 à 32.

question de l'opportunité de revoir le taux de rendement dans un prochain dossier antérieur à 2022-2023 n'exclut pas la période 2020-2021, ni celle de 2021-2022<sup>150</sup>.

[352] À cet égard, contrairement aux prétentions d'Énergir, l'ACIG est d'avis que cette analyse du caractère raisonnable du taux de rendement ne requiert pas nécessairement de débats d'experts ni d'examen exhaustif de chacun de ses paramètres. L'intervenante réfère à la décision D-2013-036<sup>151</sup> où la Régie, à la suite d'une analyse *prima facie* de la demande d'Énergir d'augmenter le taux de rendement, a proposé le maintien du taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire déjà fixé.

### 13.3 POSITION DES AUTRES INTERVENANTS ET OBJECTION D'ÉNERGIR

[353] Dans sa plaidoirie, la FCEI indique :

*« J'embarque immédiatement à l'égard du taux de rendement. La FCEI, il est vrai, n'avait pas fait de preuve à cet égard ou de recommandation, mais on a bien suivi et lu avec intérêt ce qu'a déposé l'ACIG. Et je dois vous dire qu'ils ont fait quand même un exercice important dans le contexte actuel. Et lorsqu'on entend un peu, comment dire, les réponses d'Énergir à cette... à la preuve de l'ACIG, on trouve que c'est pas convaincant. Alors donc, nous, la FCEI, on est aussi inquiets, soucieux que l'ACIG l'est à l'égard du taux de rendement. Et c'est de la connaissance, j'allais juste dire, du critère économique...»<sup>152</sup>.*

[354] Énergir s'objecte à cet élément de la plaidoirie de la FCEI en ces termes :

*« l'ACIG a une preuve là-dessus, on va débattre et on a débattu en argumentation principale. En argumentation, que la FCEI aborde la question du taux de rendement, alors que sa preuve est tout à fait muette à cet égard-là, que mon confrère me dise, qu'il vienne qualifier en argumentation la qualité de la preuve de l'ACIG, ça constitue en soi un positionnement de l'intervenant, qui n'était pas du tout annoncé dans le cadre du présent dossier. Alors je m'objecte à la représentation - c'est très rare, j'en conviens, mon confrère fera des représentations s'il le désire -*

---

<sup>150</sup> Pièce [C-ACIG-0016](#), p. 2, référant à la pièce [A-0024](#).

<sup>151</sup> Dossier R-3809-2012 Phase 2, décision [D-2013-036](#), p. 11.

<sup>152</sup> Pièce [A-0045](#), p.152 et 153.

*mais il est tout à fait inapproprié aujourd'hui d'entendre la FCEI se positionner sur le taux de rendement comme elle l'a fait »<sup>153</sup>.*

[355] La FCEI répond n'avoir jamais entendu un distributeur s'opposer à l'appui qu'un intervenant entend apporter à la preuve d'un autre intervenant, même si cet appui est présenté en argumentation. Il ajoute qu'il appartiendra à la Régie d'apprécier cet appui<sup>154</sup>.

[356] Énergir réplique qu'il y a un positionnement de l'intervenant relatif au taux de rendement qui n'était pas du tout annoncé. Le Distributeur se demande quelle partie de l'argumentation de l'ACIG est appuyée par la FCEI.

[357] L'ACEFQ intervient également et souligne qu'il est évident qu'une nouvelle preuve ne doit pas être soumise lors des plaidoiries. Or, elle ajoute qu'historiquement, devant la Régie ou d'autres tribunaux, c'est au moment de la plaidoirie que les intervenants commentent ou appuient la preuve des autres intervenants. Elle ajoute que les intervenants ne peuvent le faire au moment du dépôt de leur preuve, car ce dépôt se fait simultanément et que, lors des témoignages sur leur preuve, ils ne se concentrent que sur la présentation des éléments de leur preuve. Selon l'ACEFQ, le positionnement de la FCEI à cette étape est normal, acceptable et juridiquement bien fondé<sup>155</sup>.

[358] Finalement, Énergir ajoute qu'en contre-interrogatoire, elle aurait pu questionner le témoin de la FCEI afin de lui demander en quoi l'analyse de l'ACIG est pertinente, utile et justifiée afin de comprendre la base de l'appui de la FCEI. Selon Énergir, il en va de son droit d'être entendue et de pouvoir questionner l'intervenante, le cas échéant<sup>156</sup>.

#### 13.4 OPINION DE LA RÉGIE

[359] Énergir s'oppose à ce que la FCEI présente son positionnement par rapport au taux de rendement, soit son appui à la preuve de l'ACIG, à l'étape des plaidoiries, alors que l'intervenante n'a pas soumis de preuve sur ce sujet.

---

<sup>153</sup> Pièce [A-0045](#), p.153 et 154.

<sup>154</sup> Pièce [A-0045](#), p.154.

<sup>155</sup> Pièce [A-0045](#), p.157 et 158.

<sup>156</sup> Pièce [A-0045](#), p. 159.

[360] La Régie est d'avis que l'appui de la FCEI, lors de sa plaidoirie, à la position de l'ACIG quant au taux de rendement ne constitue pas une preuve, mais seulement l'énoncé de l'avocat de l'intervenante de la position de l'organisme qu'il représente, sans plus.

[361] En effet, le Dictionnaire de droit québécois et canadien<sup>157</sup> prévoit la définition suivante du mot « preuve » : « Démonstration, à l'aide des moyens autorisés par la loi, de l'existence d'un fait ou d'un acte juridique ». [Nous soulignons]

[362] La Régie constate qu'en manifestant son appui à la preuve de l'ACIG relative au taux de rendement, par le biais de son avocat, la FCEI n'a pas tenté de démontrer l'existence d'un fait ou d'un acte juridique. Elle n'a que fait état de son accord à l'égard de cette preuve qui émane d'un tiers.

[363] Aussi, le professeur Yves Ouellette affirme que « [...] *les déclarations et observations orales d'un procureur ou d'un mandataire au tribunal ne constituent pas de la preuve mais de la plaidoirie, et ce serait commettre une erreur de droit que de les traiter comme de la preuve* »<sup>158</sup>.

[364] La Régie réitère qu'elle considère que l'appui de la FCEI à la position de l'ACIG relative au taux de rendement par son avocat, au moment des plaidoiries, non pas comme une preuve sur laquelle elle doit fonder sa décision, mais comme le simple énoncé de la position de l'intervenante.

[365] La Régie souligne que les décisions des tribunaux administratifs doivent être basées sur la preuve, comme l'indique le professeur Yves Ouellette. Cette preuve doit être fiable et évaluée :

*« Le principal avantage du système de tribunaux administratifs sur l'administration active est qu'il permet de prendre des décisions plus éclairées et ce, après enquête complète. L'obligation d'agir judiciairement implique non seulement celle de décider selon la preuve, mais aussi selon des preuves fiables et évaluées »*<sup>159</sup>.

---

<sup>157</sup> Dictionnaire juribistro : <https://dictionnaireid.caij.qc.ca>.

<sup>158</sup> Y. Ouellette, *Les tribunaux administratifs au Canada, Procédure et preuve*, Montréal, Thémis, 1997, p. 261.

<sup>159</sup> Y. Ouellette, *Les tribunaux administratifs au Canada, Procédure et preuve*, Montréal, Thémis, 1997, p. 255.

[366] Le professeur Ouellette ajoute qu'agir selon la preuve signifie que « [...] *l'enquêteur ou le tribunal administratif doit fonder ses conclusions sur des informations fiables qui démontrent logiquement l'existence ou l'inexistence de faits pertinents* »<sup>160</sup>.

[367] Ainsi, aux fins de rendre sa décision relative au taux de rendement, la Régie doit examiner et se baser sur la preuve au dossier, soit, notamment, celle déposée par l'ACIG, et non sur le seul énoncé, sans justification autre, de l'appui à une preuve déposée par un intervenant. C'est également cette preuve qu'Énergir a eu l'occasion de questionner à la fois par le biais de demandes de renseignements et lors de l'audience, ainsi que de s'exprimer sur celle-ci.

**[368] La Régie rejette donc l'objection d'Énergir et prend acte de l'appui de la FCEI à la preuve de l'ACIG relative au taux de rendement.**

[369] À cet égard, dans sa demande d'intervention, l'ACIG présentait les conclusions qu'elle recherchait en ce qui a trait au taux de rendement comme étant un souhait de questionner Énergir sur la pertinence de reconduire le taux sur l'avoir ordinaire présumé de 8,9 %, considérant les conditions économiques actuelles et à venir découlant de la Pandémie.

[370] Ce n'est qu'au moment du dépôt de sa preuve écrite que la conclusion recherchée par l'intervenante est présentée. L'évolution du dossier entre un souhait initial et une recommandation ferme a fait l'objet de plusieurs correspondances déposées par Énergir et l'ACIG.

[371] En réponse aux questions et commentaires contenus dans ces correspondances, la Régie précise ce qui suit :

*« Afin de dissiper l'incertitude manifestée par Énergir quant à la portée et l'étendue de la prochaine audience, la présente formation, dans le cadre de l'audience débutant le 31 août 2020, n'entend qu'évaluer l'opportunité de revoir le taux de rendement dans un prochain dossier antérieur à 2022-2023 afin de tenir compte, entre autres, du présent contexte économique »*<sup>161</sup>.

---

<sup>160</sup> Y. Ouellette, *Les tribunaux administratifs au Canada, Procédure et preuve*, Montréal, Thémis, 1997, p. 259.

<sup>161</sup> Pièce [A-0024](#).

[372] La Régie réitère donc que la question se résume à déterminer à quel moment le taux de rendement devrait être revu, le cas échéant.

[373] La Régie juge qu'il est nécessaire de souligner certains éléments de décisions rendues depuis 2008, particulièrement pertinents aux fins de la présente décision.

[374] Notamment, dans sa décision D-2008-140, la Régie jugeait qu'une demande de modification du taux de rendement autorisé devrait s'appuyer sur une preuve d'expert traitant de l'ensemble des paramètres<sup>162</sup>.

[375] Considérant que le dernier examen du taux de rendement avec preuve d'experts remonte à 2011, la Régie est d'avis, à l'instar de l'ACIG, qu'un examen du taux de rendement est requis, particulièrement dans un contexte de taux d'intérêt sans risque faible et ne démontrant pas de signe de redressement comme c'est le cas présentement. La Régie estime que la prochaine révision du taux de rendement impliquera de revoir le risque à long terme d'Énergir, notamment le risque d'affaires, le risque financier et le risque réglementaire, ainsi que les paramètres du modèle d'évaluation des actifs financiers (MÉAF<sup>163</sup>) ou de tout autre modèle qui pourrait être examiné. La Régie est également d'avis qu'il serait difficile pour les experts et les participants de procéder à ces travaux dans un horizon de court terme. Aussi, la Régie note l'ouverture d'Énergir à l'égard de la tenue d'un dossier générique sur la question du taux de rendement<sup>164</sup>.

[376] Par ailleurs, la Régie rappelle que dans la décision D-2019-141, le maintien du taux de rendement a été autorisé en concomitance avec les autres mesures d'allégement réglementaire. La Régie note que ce cadre réglementaire mis en place dans le dernier dossier tarifaire permet à Énergir, ainsi qu'aux parties intéressées, d'anticiper un certain degré de stabilité et de prévisibilité à l'horizon 2022. Un changement du cadre réglementaire en 2021-2022 pourrait être perçu par les investisseurs comme un risque réglementaire plus élevé que celui qui prévaut actuellement<sup>165</sup>.

---

<sup>162</sup> Dossier R-3662-2008, décision [D-2008-140](#), p. 34 et 35.

<sup>163</sup> En anglais : Capital Asset Pricing Model (CAPM).

<sup>164</sup> Pièce [A-0035](#), p. 118.

<sup>165</sup> Pièce [B-0207](#), p. 28.

[377] **Pour ces motifs, la Régie maintient le taux de rendement de 8,9 % tel que déjà autorisé. La Régie entend revoir le taux de rendement, sur la base de preuve d'experts, dans un futur dossier tarifaire ou générique, pour une application postérieure à l'année tarifaire 2021-2022, dont la procédure et le calendrier seront fixés ultérieurement par la formation qui traitera ce futur dossier.**

[378] **La Régie prend acte du suivi du paragraphe 64 de la décision D-2019-141 portant sur l'évolution du taux sans risque et s'en déclare satisfaite.**

[379] **Considérant le maintien du taux de rendement sur l'avoir ordinaire présumé de 8,9 % et la reconduction de la structure de capital présumée, la Régie approuve un coût moyen pondéré du capital de 6,33 % pour l'année tarifaire 2020-2021.**

[380] **Pour les projets d'investissements, considérant la mise à jour des taux d'intérêt, la Régie établit le coût en capital prospectif à 4,88 % aux fins du calcul du rendement sur la base de tarification et de l'actualisation des contributions tarifaires. Elle établit ce taux à 4,60 % aux fins de l'évaluation de la rentabilité et de la comparaison avec le taux de rendement interne, considérant que les flux monétaires des projets n'intègrent pas la notion d'économie d'impôts liée aux frais financiers.**

## **14. PROGRAMMES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

### **14.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR**

[381] Le Distributeur demande à la Régie d'approuver une réduction à la marge de 1 077 685 \$ du budget global de 2020-2021 de 29 787 129 \$ pris en compte dans le montant approuvé à titre d'apport financier nécessaire à la réalisation des programmes et mesures en efficacité énergétique sous la responsabilité d'Énergir au dossier R-4043-2018<sup>166</sup>. Conséquemment, il demande à la Régie de considérer un budget global de 28 709 444 \$ pour le PGEÉ aux fins de l'établissement des tarifs pour l'année 2020-2021, incluant 24 856 131 \$ en aides financières et 3 853 313 \$ en dépenses d'exploitation<sup>167</sup>. Il ajoute

---

<sup>166</sup> Demande relative au Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023.

<sup>167</sup> Pièce [B-0017](#), p. 8 et 42.

avoir reçu l’aval de Transition énergétique Québec (TEQ) en lien avec les modifications proposées<sup>168</sup>.

[382] Énergir présente l’impact à la marge de l’ajustement budgétaire sur la part des dépenses prévues du PGEÉ sur les revenus requis de distribution au cours de la période 2021-2023 comparativement à l’impact prévu selon les budgets autorisés par la décision D-2019-088. Le tableau suivant présente cet impact en considérant, entre autres, que les aides financières seront capitalisées et amorties sur une période de 10 ans<sup>169</sup>.

**Tableau 19**  
**Part du PGEÉ au revenu requis de distribution**

<b>Impacts tarifaires (dossier / année)</b>	<b>2020-2021</b>	<b>2021-2022</b>	<b>2022-2023</b>
Plan directeur (R-4043-2018)	0,863 %	0,879 %	0,867 %
CT 2020-2021 (R-4119-2020)	0,856 %	0,878 %	1,016 %

Source : Pièce [B-0017](#), p. 41.

[383] Dans un premier temps, les ajustements budgétaires à la marge proposés par Énergir pour les volets *Rénovation efficace* et *Remise au point des systèmes mécaniques* reflètent les modifications apportées aux modalités d’aide financière dont la Régie a déjà pris acte dans sa décision D-2019-141<sup>170</sup>.

[384] Par ailleurs, Énergir demande à la Régie de prendre acte des modifications apportées aux modalités d’aide financière pour les sous-volets i) Encouragement à Implantation CII, ii) Encouragement à Implantation VGE - Industriel et iii) Encouragement à Implantation VGE – Institutionnel ainsi que pour les volets iv) Nouvelle construction efficace et v) Thermostats intelligents. Elle demande également à la Régie de prendre acte du retrait du volet Thermostats électroniques programmables. Elle présente les ajustements budgétaires à la marge associés à ces modifications par volet sur la période 2021-2023<sup>171</sup>.

<sup>168</sup> Pièce [B-0124](#), p. 26 et annexe Q-13.1.

<sup>169</sup> Pièce [B-0124](#), p. 29 et 30.

<sup>170</sup> Pièce [B-0017](#), p. 8 et dossier R-4076-2018, décision [D-2019-141](#), p. 113 et 116, par. 484 et 493.

<sup>171</sup> Pièce [B-0017](#), p. 15, 19 et [annexe B](#).

[385] L'ajustement budgétaire à la marge global résulte principalement des modifications aux modalités d'aides financières des sous-volets relatifs aux encouragements à l'implantation pour les marchés CII et VGE visant à les calibrer de façon plus adéquate par rapport aux surcoûts des projets efficaces, dont les impacts se feront sentir davantage en 2022 et 2023. Énergir ajustera les modalités d'aides financières afférentes, tel que présentées dans le tableau ci-dessous. Ces ajustements permettront d'atteindre un taux de couverture des surcoûts respectivement de 25 %, 32 % et 36 % afin de rattraper, d'ici la fin du Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétique (le Plan directeur), l'écart défavorable observé entre la participation réelle et prévue depuis 2018-2019<sup>172</sup>.

**Tableau 20**  
**Ajustements des aides financières *Encouragement à l'implantation***

Marchés	Scénarios	Aides financières unitaires (¢/m <sup>3</sup> ) en fonction des périodes de retour sur l'investissement (ans)							Plafonds (\$)
		< 1	1-2	2-3	3-5	5-7	7-20	> 20	
CII	actuel	0	30	30	30	30	30	30	100 000
	<b>proposition</b>	<b>0</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>0</b>	<b>100 000</b>
VGE Industriel	actuel	0	15	25	30	30	30	30	175 000
	<b>proposition</b>	<b>0</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>0</b>	<b>1 000 000</b>
VGE Institutionnel	actuel	0	0	0	15	25	30	30	175 000
	<b>proposition</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>0</b>	<b>1 000 000</b>

Source : Pièce B-0017, p. 33, tableau 9.

[386] Au 30 septembre 2020, le volet Thermostats électroniques programmables sera retiré du PGEÉ afin d'accélérer la transition vers les Thermostats intelligents, soit une technologie permettant aux participants de générer davantage d'économies de gaz naturel. La date limite pour le versement des aides financières au volet Thermostats électroniques programmables sera fixée au 30 septembre 2021<sup>173</sup>.

[387] À partir de l'hiver 2021, Énergir rehaussera l'aide financière pour les simulations énergétiques du volet Nouvelle construction efficace, jusqu'à concurrence de 15 000 \$ ou

<sup>172</sup> Pièce B-0017, p. 37, 38 et 40.

<sup>173</sup> Pièce B-0017, p. 13.

de 75 % des dépenses de simulation. Ces modifications auront pour effet d'accroître l'aide financière unitaire de 5 000 \$ à 9 840 \$. Elle précise que la simulation énergétique permet d'optimiser les économies d'énergie à la phase de conception d'un bâtiment et d'estimer les économies d'énergie réalisées après sa construction<sup>174</sup>.

## 14.2 POSITION DES INTERVENANTS

[388] Le GRAME et le ROEÉ sont globalement favorables aux ajustements des volets du PGEÉ et suggèrent à Énergir des pistes additionnelles visant l'amélioration des volets faisant l'objet de modifications à la marge. Pour ce qui est des sous-volets pour l'encouragement à l'implantation CII et VGE, le GRAME recommande d'envisager l'abolition ou la hausse du plafond d'aides financières afin d'améliorer la couverture des surcoûts<sup>175</sup>. Quant au ROEÉ, il est d'avis que les hausses des aides financières pour l'encouragement à l'implantation CII et VGE sont prématurées et injustifiées, en raison notamment de l'atteinte de la cible des économies d'énergie pour l'année 2018-2019, d'une satisfaction élevée des participants, selon le rapport d'évaluation, ainsi que des plafonds existants plus généreux lorsque comparés avec des programmes similaires d'Enbridge Gas, de Manitoba Hydro, d'Union Gas et de Gazifère<sup>176</sup>.

## 14.3 OPINION DE LA RÉGIE

[389] La Régie note que l'ajustement budgétaire à la marge global aura un impact à la baisse sur les tarifs en 2021 et à la hausse sur les tarifs des années 2022 et 2023. Bien que la hausse des aides financières prévue en 2023 soit relativement importante, la Régie juge que l'impact à la marge sur les tarifs est raisonnable.

[390] Conséquemment, **la Régie approuve une réduction de 1 077 685 \$ à la marge du budget de 29 787 129 \$ pour l'année 2020-2021 déjà approuvé par la décision D-2019-028. Elle établit le budget global du PGEÉ à 28 709 444 \$, incluant 24 856 131 \$ en aides financières et 3 853 313 \$ en dépenses d'exploitation, aux fins de l'établissement des tarifs 2020-2021.**

---

<sup>174</sup> Pièce [B-0017](#), p. 17 et 18.

<sup>175</sup> Pièce [C-GRAME-0009](#), p. 6, 7 et 14.

<sup>176</sup> Pièce [C-ROEÉ-0009](#), p. 21 à 32.

[391] Par ailleurs, tel qu'indiqué dans la décision procédurale D-2020-069<sup>177</sup>, la Régie s'attend à ce qu'Énergir révisé son offre en efficacité énergétique durant la période de cinq ans visée par le Plan directeur 2018-2023<sup>178</sup> en vue d'atteindre ses cibles énergétiques. La Régie constate au présent dossier qu'Énergir ajuste l'offre de son PGEÉ à partir, notamment, des recommandations des rapports d'évaluation récents pour améliorer certains volets.

[392] En conséquence, **la Régie prend acte du retrait du volet Thermostats électroniques programmables du PGEÉ ainsi que des modifications apportées aux modalités d'aides financières des volets i) Nouvelle construction efficace, ii) Thermostats intelligents et des sous-volets iii) Encouragement à Implantation CII, iv) Encouragement à Implantation VGE - Industriel et v) Encouragement à Implantation VGE – Institutionnel.**

## **15. COMPTE D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES**

### **15.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR**

[393] Le compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP) est un programme qui vise le déplacement des énergies plus polluantes pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES), en remplaçant des appareils au mazout, principalement, par des appareils au gaz naturel. Énergir propose la reconduction du CASEP, considérant le potentiel de conversion important présent dans tous les marchés<sup>179</sup>.

[394] Pour l'année tarifaire 2020-2021, Énergir demande à la Régie d'approuver un montant de 1 000 000 \$ lié au CASEP. En tenant compte du solde prévu au 30 septembre 2020, la reconduction demandée porte le montant disponible à 1 706 839 \$. Énergir prévoit verser, pour l'année 2020-2021, un total de 1 540 921 \$, soit 953 842 \$ provenant de ventes

---

<sup>177</sup> Décision [D-2020-069](#), p. 17 à 21, par. 62 à 67.

<sup>178</sup> La *Loi visant principalement la gouvernance efficace de la lutte contre les changements climatiques et à favoriser l'électrification*, en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2020, prévoit notamment, à l'article 70, que le Plan directeur 2018-2023 est maintenu jusqu'au 31 mars 2025, en y apportant les adaptations nécessaires.

<sup>179</sup> Pièce [B-0015](#).

signées en 2019-2020 et 587 079 \$ provenant de ventes prévues en 2020-2021. Les versements prévus représentent l'addition de nouveaux projets pour 711 clients, soit un volume de gaz naturel de 3 462 967 m<sup>3</sup>. Ce volume équivaut à 3 619 592 litres de mazout n° 2, ce qui permet de déplacer 3 356 tonnes équivalent CO<sub>2</sub><sup>180</sup>.

[395] Par ailleurs, par sa décision D-2007-047 la Régie approuvait les modalités actuelles du CASEP. Afin de mieux refléter le contexte d'aujourd'hui, Énergir demande à la Régie d'approuver le nouveau texte du CASEP suivant une mise à jour du texte de 2007. Le texte actuel et le nouveau texte proposé sont présentés aux annexes 1 et 2 de la pièce B-0015<sup>181</sup>. Ces modifications permettront de :

- Rehausser le seuil d'admissibilité des projets de conversion sur les extensions de réseau, en le faisant passer de 1,5 M\$ à 4 M\$, afin de refléter les changements apportés au Règlement d'application.
- Traiter les obligations minimales annuelles (OMA) au CASEP de la même manière que ce qui est prévu au texte du Programme de rabais à la consommation (PRC), tant pour l'exigibilité, les exclusions et le calcul du montant compensatoire. À cet effet, Énergir dépose une copie du texte du PRC en vigueur<sup>182</sup>.
- Retirer du texte du CASEP la modalité prévoyant que les « *montants puisés dans ce compte de substitution seront déterminés en fonction de ce qui sera en moyenne requis pour amener le point mort tarifaire au même niveau que celui du plan de développement* » afin de l'harmoniser aux critères de rentabilité de la décision D-2018-080 qui prévoit que les projets de développement doivent afficher des seuils de rentabilité en fonction d'indices de profitabilité. [Nous soulignons]

[396] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir ajoute qu'il n'est pas pertinent d'inclure au rapport annuel un suivi de la rentabilité des projets réalisés avec le CASEP, dans la

---

<sup>180</sup> Pièce [B-0015](#), p. 7.

<sup>181</sup> Pièce [B-0015](#), p. 3 et annexe 1 et 2.

<sup>182</sup> Pièces [B-0015](#), p. 3 et [B-0124](#), p. 51, annexe Q-19.

mesure où le critère de rentabilité retenu pour chaque projet est l'IP de 1,0 plutôt que le critère indiqué dans le texte de 2007<sup>183</sup>.

## 15.2 POSITION DES INTERVENANTS

[397] Le GRAME et SÉ-AQLPA sont favorables à la reconduction d'un montant de 1 M\$ pour le CASEP en 2020-2021<sup>184</sup>. Par ailleurs, le GRAME formule certaines propositions relatives aux modifications d'Énergir au texte du CASEP.

## 15.3 OPINION DE LA RÉGIE

**[398] La Régie approuve l'inclusion d'un montant de 1 000 000 \$ pour le CASEP dans le coût de service de l'année financière 2020-2021.**

[399] En ce qui a trait au texte du CASEP, **la Régie approuve partiellement le texte modifié proposé par Énergir. Ainsi, la Régie maintient l'obligation, pour Énergir, de déposer, conformément à l'article 5 du texte en vigueur depuis 2007, l'information relative à la rentabilité des projets réalisés grâce à l'utilisation du CASEP. Elle demande également à Énergir de présenter le point mort tarifaire de l'ensemble des projets réalisés avec l'aide financière du CASEP.**

## 16. ÉTUDE D'ALLOCATION DU COÛT DE SERVICE

### 16.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[400] Énergir présente une étude d'allocation du coût de service établie à partir des données financières approuvées au dossier tarifaire 2019-2020. Le Distributeur indique que

---

<sup>183</sup> Pièce [B-0124](#), p. 45, réponse à la question 19.5.

<sup>184</sup> Pièces [C-GRAME-0009](#), p. 22 et [C-SÉ-AQLPA-0013](#), p. 26.

cette étude a été réalisée conformément à la méthode retenue dans les décisions D-2016-100 et D-2017-063<sup>185</sup>.

[401] Énergir indique également que les informations présentées dans cette étude sont équivalentes à celles déposées dans le cadre du dossier tarifaire précédent, à l'exception de l'annexe 5 présentant le « Tableau de fonctionnalisation par tarif séparé en coûts fixes et variables ». De plus, les nouveaux coûts et revenus liés au tarif de réception sont alloués selon le facteur  $D_R$ , tout comme les autres éléments qui composent les coûts du tarif de réception.

[402] Dans la pièce B-0090<sup>186</sup>, Énergir demande à la Régie de prendre acte de la mise à jour de l'étude d'allocation des coûts et de s'en déclarer satisfaite.

### 16.1.1 ÉTAPES

[403] L'étude d'allocation du coût de service est effectuée en plusieurs étapes. Tout d'abord, Énergir procède à la fonctionnalisation des éléments du budget par service (fourniture, transport, équilibrage, SPEDE et distribution) pour obtenir les coûts, la base de tarification et les revenus attribuables à chacun des services.

[404] Ensuite, Énergir procède à une classification des éléments du budget par facteur d'allocation, afin de les répartir entre les différentes classes tarifaires ( $D_1$ ,  $D_3$ ,  $D_4$ ,  $D_5$  et  $D_R$ ). Cela permet au Distributeur de mesurer les niveaux d'interfinancement par service et par tarif, afin de déterminer dans quelle mesure les revenus provenant d'un service et d'une catégorie de clients permettent de récupérer les coûts engendrés par l'offre de ce service à cette catégorie de clients.

[405] Enfin, Énergir présente la fonctionnalisation des coûts de distribution par tarif, séparé en coûts fixes et variables.

---

<sup>185</sup> Dossier R-3867-2013 Phase 1, décisions [D-2016-100](#) et [D-2017-063](#).

<sup>186</sup> Pièce [B-0090](#).

## 16.1.2 RÉSULTATS

[406] Le tableau suivant présente un sommaire des résultats de l'étude d'allocation des coûts en termes de ratios revenus/coûts.

**Tableau 21**  
**Sommaire des résultats - Ratio revenus/coûts (en %) pour les données budgétaires de l'année 2019-2020**

Catégories de tarif	Services					
	Fourniture	Transport	Équilibrage	SPEDE	Distribution	
					BASETARD	REVENETD
D <sub>1</sub> Petit	100,1	100,8	97,7	100,0	97,0	98,0
D <sub>1</sub> Grand	100,1	100,8	102,7	100,0	164,0	150,0
D <sub>3</sub>	99,4	101,1	107,8	99,6	118,0	115,0
D <sub>4</sub>	98,7	99,0	99,4	99,7	57,0	61,0
D <sub>5</sub> Volet A	98,0	100,6	-12,0	100,5	15,0	17,0
D <sub>5</sub> Volet B	105,8	102,6	74,0	100,8	25,0	28,0
D <sub>R</sub>	N/A	N/A	N/A	N/A	100,0	100,0

Source : Tableau préparé par la Régie à partir de données provenant de la pièce [B-0090](#), p. 6 à 12.

[407] Au présent dossier, Énergir alloue les nouveaux coûts et revenus suivants liés au tarif de réception selon le facteur D<sub>R</sub> :

« Manque à gagner 2018 (coûts du tarif de réception) :

*Le manque à gagner de l'année 2017-2018 lié au tarif de réception a été ajouté aux coûts du tarif de réception de l'exercice d'allocation des coûts de l'année 2019-2020. Ce coût a été ajouté en 2019-2020 puisque les injections de gaz naturel renouvelable (GNR) dans le réseau d'Énergir ont débuté en 2017-2018. [...]*

*Tarif de réception (base de tarification) :*

*Ces coûts représentent le rendement et l'impôt reliés à la valeur des investissements des projets de biométhane prévus à la base de tarification, en moyenne 13 soldes, jusqu'à leur date de mise en service. Cet impact est calculé jusqu'à la date à laquelle Énergir prévoit percevoir des revenus de réception. Ces coûts visent à*

*neutraliser l'effet sur le coût de service des projets de biométhane qui ne sont pas encore en service et ainsi d'éviter que la clientèle de distribution assume ces coûts. [...] »<sup>187</sup>.*

### **16.1.3 TABLEAU DE FONCTIONNALISATION PAR TARIF SÉPARÉ EN COÛTS FIXES ET VARIABLES**

[408] Pour la première fois depuis le dossier tarifaire 2013-2014, Énergir présente l'annexe 5, soit le Tableau de fonctionnalisation par tarif séparé en coûts fixes et variables. Considérant que l'étude d'allocation des coûts a évolué depuis ce temps et en raison de l'achèvement de la phase 1 du dossier R-3867-2013, Énergir propose une mise à jour de la méthodologie utilisée pour l'analyse des coûts fixes et variables.

[409] À cette fin, le Distributeur propose de maintenir la définition de coût variable qui avait été utilisée dans le cadre du dossier R-3690-2009, comme étant un coût qui n'est plus encouru lorsqu'un client diminue ou cesse ses retraits et donc simplement un coût qui varie en fonction des volumes. À l'opposé, un coût fixe est défini comme étant invariable en fonction des volumes.

[410] La méthodologie suivie par Énergir consiste à ressortir tous les éléments du budget qui composent les coûts de distribution et de les segmenter selon leur classification (100 % variables, 100 % fixes, ou ayant une portion fixe et une portion variable).

---

<sup>187</sup> Pièce [B-0090](#), p. 4.

**Tableau 22**  
**Tableau de fonctionnalisation par tarif séparé en coûts fixes et variables**

Tarif	Coûts de distribution fixes		Coûts de distribution variables		Coûts totaux
	\$	%	\$	%	\$
D <sub>1</sub>	370 703 647	95,4	17 857 539	4,6	388 561 186
D <sub>3</sub>	9 018 749	77,0	2 686 574	23,0	11 705 323
D <sub>4</sub>	92 983 905	79,4	24 133 193	20,6	117 117 098
D <sub>5</sub>	28 016 507	91,7	2 535 964	8,3	30 552 471
D <sub>R</sub>	614 866	98,5	9 437	1,5	624 303
<b>Total</b>	<b>501 337 674</b>	<b>91,4</b>	<b>47 222 707</b>	<b>8,6</b>	<b>548 560 381</b>

Source : Tableau préparé par la Régie à partir de données provenant de la pièce [B-0090](#), annexe 5.

#### 16.1.4 SUIVI DE LA BASE DE DONNÉES COMPTABLES

[411] Énergir présente le suivi de la base de données comptables (BDC) d'après l'échéancier déposé au dossier R-3867-2013, phase 1<sup>188</sup>. Le premier volet, soit la révision des besoins et l'évaluation de la faisabilité technique, a été complété durant l'année financière 2017-2018. Le deuxième volet, soit l'évaluation des options possibles, a été complété durant l'année financière 2018-2019.

[412] Avant de débiter le dernier volet de la constitution de cette base de données, soit le développement et la mise en œuvre, le Distributeur juge qu'il est pertinent d'attendre la mise en place de la solution informatique S/4HANA, qui est en cours d'examen dans le cadre du dossier R-4086-2019 portant sur le projet de modernisation de la solution technologique de planification des ressources. Énergir indique avoir élaboré une solution informatique temporaire, sans coûts additionnels, d'ici à la mise en place de la nouvelle solution S/4HANA.

<sup>188</sup> Dossier R-3867-2013 Phase 1, pièce [B-0337](#), p. 18.

## 16.2 OPINION DE LA RÉGIE

[413] La Régie est d'avis que l'étude d'allocation des coûts déposée par Énergir reflète les décisions qu'elle a rendues.

[414] La Régie note que les nouveaux coûts et revenus liés au tarif de réception sont alloués selon le facteur  $D_R$ . Elle note également le dépôt de l'annexe 5 présentant le Tableau de fonctionnalisation par tarif séparé en coûts fixes et variables.

[415] À cet égard, la Régie note que selon le tableau 22, les coûts du service de distribution sont principalement de nature fixe et ne varient donc pas en fonction des volumes.

[416] Enfin, à l'instar d'Énergir, la Régie juge qu'il est pertinent d'attendre la mise en place de la nouvelle solution informatique de planification des ressources avant de procéder au développement et à la mise en œuvre de la solution retenue pour la BDC.

[417] **La Régie prend acte de l'étude d'allocation du coût de service déposée par Énergir et s'en déclare satisfaite. Elle prend également acte du suivi de la base de données comptables.**

## 17. FONCTIONNALISATION ET TARIFICATION DES COÛTS SUPPLÉMENTAIRES DU SPEDE AUX VOLUMES DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE

### 17.1 POSITION D'ÉNERGIR

[418] Énergir demande à la Régie d'approuver, pour application temporaire, la fonctionnalisation et la tarification des coûts supplémentaires du SPEDE découlant de la modification au *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère* (RDOCÉCA) au service du SPEDE, en maintenant l'exemption pour les volumes de GNR.

[419] Cette modification, entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2020, prévoit qu'un facteur d'émission de 0,011 tonnes métriques en équivalent de CO<sub>2</sub> par millier de mètres cubes est attribué au biométhane. Conséquemment, de nouveaux coûts de SPEDE relatifs aux volumes de GNR distribués sont désormais encourus<sup>189</sup>.

[420] Pour l'année 2020-2021, Énergir estime ces coûts additionnels associés aux volumes de GNR distribués à 14 900 \$ et l'impact sur le tarif SPEDE à environ 0,00045 ¢/m<sup>3</sup>.

[421] Pour les années à venir, le coût additionnel spécifique à cette activité serait comptabilisé à chaque dossier tarifaire en fonction des volumes de GNR prévus. La stratégie tarifaire pourrait être revue au besoin.

[422] En réponse à une DDR<sup>190</sup> de la Régie, le Distributeur indique qu'il pourrait revoir sa proposition au moment du dépôt de sa demande sur le traitement des unités invendues, qui suivra l'étape C du dossier R-4008-2017.

## 17.2 OPINION DE LA RÉGIE

[423] **Considérant que des coûts additionnels sont déjà encourus par Énergir et qu'ils sont marginaux, la Régie approuve, pour application temporaire, la fonctionnalisation et la tarification des coûts supplémentaires du SPEDE découlant de la modification au RDOCÉCA au service du SPEDE.**

[424] **La Régie demande à Énergir de déposer une proposition finale de fonctionnalisation et la tarification des coûts supplémentaires de SPEDE découlant de la modification au RDOCÉCA, dans le cadre du dossier R-4008-2017.**

---

<sup>189</sup> Pièce [B-0120](#), p. 4.

<sup>190</sup> Pièce [B-0152](#), p. 9.

## **18. STRATÉGIE TARIFAIRE ET ÉTABLISSEMENT DES GRILLES TARIFAIRES 2020-2021**

[425] Dans le document Stratégie tarifaire et établissement des grilles tarifaires 2020-2021<sup>191</sup>, Énergir décrit l'approche utilisée pour générer les tarifs proposés, lesquels sont présentés dans les sections précédentes.

[426] Les tarifs 2020-2021 sont établis en tenant compte des différentes données prévues au présent dossier, lesquelles portent notamment sur les prévisions des volumes, des revenus et des coûts. Ces données sont établies en considérant la prévision de la demande du scénario de base, présentée dans la section 5.1.1 de la présente décision.

[427] En réponse à une demande de la Régie, Énergir présente, à l'annexe 1 de la pièce B-0164, les impacts à la marge d'utiliser le scénario défavorable, notamment, pour établir l'ajustement tarifaire et les tarifs des services de distribution, de transport et d'équilibrage<sup>192</sup>.

[428] Le tableau suivant présente un sommaire des résultats en termes de volumes et revenus, considérant la mise à jour de la demande selon le scénario défavorable pour l'année 2020-2021. Les revenus sont obtenus en appliquant les tarifs dégroupés 2019-2020 à cette nouvelle demande.

---

<sup>191</sup> Pièce [B-0120](#).

<sup>192</sup> Pièce [B-0164](#), annexe 1, p. 15 à 20.

**TABLEAU 23**  
**COMPARAISON DU SCÉNARIO DE BASE ET DU SCÉNARIO DÉFAVORABLE**  
**SOMMAIRE DES RÉSULTATS POUR L'ANNÉE 2020-2021**

Scénario de base	Scénario défavorable	Écart
<b><u>Service de distribution</u></b>		
<b>Volumes</b>		
6 196 080 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	6 032 662 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	-163 418 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (-2,64 %)
<b>Revenus</b>		
558 018 000 \$	549 567 000 \$	- 8 451 000 \$ (-1,51 %)
<b><u>Services de transport et d'équilibrage</u></b>		
<b>Volumes</b>		
6 186 730 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	6 023 312 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	-163 418 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (-2,71 %)
<b>Revenus – Service de transport</b>		
95 314 000 \$	93 167 000 \$	- 2 147 000 \$ (-2,25 %)
<b>Revenus – Service d'équilibrage</b>		
146 724 000 \$	143 457 000 \$	- 3 267 000 \$ (-2,23 %)

Source : Pièce [B-0164](#), p. 15.

[429] Énergir indique que la mise à jour des volumes et des revenus selon le scénario défavorable a été établie de manière exhaustive, soit<sup>193</sup> :

- les revenus de distribution du tarif D<sub>1</sub> sont établis en se basant sur le profil de consommation réel des clients des 12 derniers mois, appliqués aux volumes du scénario défavorable;
- la mise à jour du service d'équilibrage du tarif D<sub>1</sub> est composée d'une baisse de consommation uniforme entre les clients à taux personnalisé et ceux à taux moyen;
- les révisions des services de distribution et d'équilibrage des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> sont basées sur des données contractuelles et sur une prévision volumétrique par client.

<sup>193</sup> Pièce [B-0164](#), p. 16.

[430] En considérant les ajustements sur les coûts liés au plan d'approvisionnement et sur les dépenses d'exploitation selon le scénario défavorable, l'ajustement tarifaire global aux services de distribution, transport et équilibrage est réévalué à 5,54 %, soit une hausse de 1,5 % comparativement à l'ajustement tarifaire révisé de 4,01 %.

[431] Pour le service de distribution, la répartition tarifaire présenterait des variations uniformes de 2,08 % applicables à l'ensemble des tarifs de distribution, comparativement à 0,65 % selon le scénario de base. De plus, selon le scénario défavorable, les variations des tarifs de transport et d'équilibrage seraient respectivement de 50,41 % et -10,36 %, comparativement à 50,20 % et 13,18 % respectivement, selon le scénario de base<sup>194</sup>.

[432] Énergir rappelle que l'établissement des tarifs tels que présentés au présent dossier a pris plus de six mois de travail et repose sur la contribution de nombreuses personnes de plusieurs équipes. Elle indique que l'évaluation du scénario défavorable présentée à l'annexe 1 de la pièce B-0164 a pu être réalisée dans les délais impartis car les impacts sur le plan d'approvisionnement 2021-2024 avaient déjà été analysés. De plus, l'évaluation des revenus requis et des variations tarifaires a été effectuée à la marge, les effets sur la base de tarification n'ayant pas été simulés<sup>195</sup>.

[433] Malgré la situation incertaine et la présence d'enjeux découlant de la Pandémie, Énergir estime que les outils disponibles dans le cadre réglementaire en place lui permettent de s'adapter au contexte économique qui prévaudra dans les prochains mois. Ces outils sont disponibles tant en distribution, pour faire face aux impacts liés à la variation des volumes (avec le découplage des revenus) et des coûts (avec la formule paramétrique et le partage des trop-perçus et manque à gagner) qu'en transport et équilibrage (avec la révision du plan d'approvisionnement à l'automne 2020 et en continu par la suite).

[434] En ne révisant pas à la baisse les volumes prévus au scénario de base, le Distributeur souhaite limiter la hausse des tarifs pour ses clients pour la prochaine année et ainsi leur offrir des conditions favorables qui leur permettront de mieux relancer leurs activités et l'économie du Québec. Énergir propose donc de maintenir les tarifs tels que déterminés dans un contexte pré-pandémique et de ne pas modifier le cadre actuel issu de l'allègement réglementaire. Elle soumet que de toute manière, parmi les scénarios évalués, les scénarios A et défavorable n'auraient qu'un impact marginal en termes de variation tarifaire par

---

<sup>194</sup> Pièce [B-0164](#), p. 19.

<sup>195</sup> Pièce [B-0198](#), p. 1.

rapport au scénario de base sur lequel repose le présent dossier, scénario qui, d'ailleurs, pourrait toujours se concrétiser.

[435] Cependant, si la Régie devait choisir un scénario autre que celui déposé au présent dossier pour établir les tarifs 2020-2021, Énergir propose d'utiliser le scénario défavorable. L'utilisation de ce dernier permettrait l'entrée en vigueur des tarifs au 1<sup>er</sup> décembre 2020<sup>196</sup>.

## 18.1 POSITION DES INTERVENANTS

[436] L'ACIG recommande d'établir les tarifs de l'année 2020-2021 sur la base des volumes du scénario de base afin d'éviter d'ajouter un fardeau supplémentaire sur la clientèle. Elle juge préférable d'attendre l'avenir pour gérer les déséquilibres, s'il en est, puisqu'il devrait y avoir moins d'incertitude quant à l'économie<sup>197</sup>.

[437] L'ACEFQ rappelle qu'advenant que les volumes de ventes réels soient inférieurs aux prévisions, l'écart de revenu défavorable serait entièrement récupérée auprès de la clientèle<sup>198</sup>.

[438] L'intervenante rappelle également que les clients des grandes entreprises représentent environ 50 % des volumes totaux et souligne que la baisse des volumes observés pour les premiers mois de l'année 2020 est attribuable aux secteurs industriel, commercial et institutionnel. Selon elle, la clientèle résidentielle ne contribuerait vraisemblablement pas à un écart défavorable lié à la prévision de volumes. La consommation du secteur résidentiel en temps de confinement est plutôt à la hausse.

[439] L'ACEFQ indique qu'en raison du mécanisme de découplage en place, les clients assument tous les risques relatifs aux écarts de revenu liés à la prévision des volumes. À cet effet, l'intervenante souligne que la clientèle résidentielle, qui est une clientèle captive, est le groupe de clients le plus à risque. Advenant une détérioration de la situation économique et que les clients commerciaux ou industriels interrompent ou cessent leurs activités, la clientèle résidentielle devra assumer, par des hausses de tarifs futurs, l'écart de revenu défavorable en 2020-2021. Il importe de s'assurer que le fardeau tarifaire soit

---

<sup>196</sup> Pièce [B-0207](#), p. 6 à 10.

<sup>197</sup> Pièce [A-0040](#), p. 200 à 202.

<sup>198</sup> Pièce [C-ACEFQ-0015](#), p. 13.

assumé, autant que possible par les bonnes clientèles en fixant les tarifs les plus justes possibles. Conséquemment, l'ACEFQ recommande de réviser à la baisse les prévisions de volumes en fonction du scénario défavorable. L'intervenante reconnaît que l'augmentation des tarifs sera légèrement plus importante, mais que, comme il y a eu réduction tarifaire l'année dernière, cette augmentation ne ferait que rapprocher les tarifs de leur niveau de 2018-2019<sup>199</sup>.

[440] L'AHQ-ARQ soumet que, puisque le Distributeur n'entend pas procéder à la mise à jour de son dossier tarifaire malgré les changements qui le rendent caduc, il ne devrait pas procéder à une hausse tarifaire pour l'année 2020-2021<sup>200</sup>.

[441] La FCEI indique ne pas s'être prononcée sur le choix du scénario à retenir aux fins de l'établissement des tarifs dans son mémoire car elle était confortable avec la proposition d'Énergir, considérant les outils réglementaires mis en place avec l'allègement réglementaire. Elle juge préférable d'opter pour la stabilité et de maintenir la proposition d'Énergir<sup>201</sup>.

[442] OC estime que la Régie devrait considérer la prévision des ventes du scénario A, car cette prévision représente le scénario le plus probable basé sur une analyse contemporaine de l'impact de la Pandémie<sup>202</sup>.

[443] Le ROEE recommande à la Régie de retenir le scénario A par souci d'efficience dans le présent contexte réglementaire. Le ROEE est d'avis que ce dernier scénario est déjà bien élaboré dans les dossiers d'Énergir<sup>203</sup>.

[444] SÉ-AQLPA recommande qu'Énergir fonde sa prévision des tarifs 2020-2021 en fonction de la prévision de la demande du scénario défavorable afin de tenir compte des effets de la Pandémie. Il est d'avis qu'il s'agit d'un substitut raisonnable et plus aisé à implanter qu'un scénario plus précis et qu'il permet une fixation de tarifs au 1<sup>er</sup> décembre 2020<sup>204</sup>.

---

<sup>199</sup> Pièce [C-ACEFQ-0015](#), p. 13 à 17.

<sup>200</sup> Pièce [C-AHQ-ARQ-0022](#), p. 3.

<sup>201</sup> Pièce [A-0043](#), p. 58.

<sup>202</sup> Pièce [C-OC-0014](#), p. 7.

<sup>203</sup> Pièce [C-ROEE-0016](#), p. 7.

<sup>204</sup> Pièce [C-SÉ-AQLPA-0022](#), p. 3 et 4.

## 18.2 OPINION DE LA RÉGIE

[445] Dans le contexte de la Pandémie et des impacts économiques qui en découlent, la Régie considère qu'elle ne peut retenir un scénario qui ne tienne pas compte de son effet sur les données utilisées aux fins d'établir les tarifs pour l'année 2020-2021.

[446] À l'instar des participants au dossier, la Régie est d'avis que la Pandémie aura vraisemblablement un effet à la baisse sur les volumes de gaz distribués.

[447] Elle retient qu'à titre d'alternative, dans l'établissement du revenu requis et de l'ajustement tarifaire et des tarifs, Énergir propose d'utiliser le scénario défavorable, qui inclut, notamment, une prévision de la demande inférieure à celle du scénario de base qui a déjà fait l'objet d'une analyse plus étoffée. Bien que développé avant l'avènement de la Pandémie, le scénario défavorable a été établi à partir du scénario de base dont certains paramètres ont été modifiés, ce qui permet de tenir compte de l'impact de la Pandémie sur les volumes du Distributeur.

[448] La Régie note que le travail d'Énergir visant à évaluer à la marge les revenus et les coûts associés au scénario défavorable est avancé et que l'utilisation de ce scénario ne constituerait pas un obstacle à l'entrée en vigueur des tarifs au 1<sup>er</sup> décembre 2020. Elle comprend que ce scénario ne serait appliqué que sur les revenus et coûts d'approvisionnement, sans que l'ensemble du dossier, comprenant le plan de développement et les investissements, ne soit également révisé.

[449] La Régie note que l'utilisation du scénario défavorable entraînerait une hausse marginale des tarifs de distribution, transport et équilibrage en comparaison avec l'utilisation du scénario de base pour établir les tarifs.

[450] La Régie partage le point de vue de l'ACEFQ à l'effet qu'il y a lieu d'opter pour une prévision de la demande qui soit conservatrice, puisqu'une prévision trop optimiste du nombre de clients et/ou des volumes se traduirait par des tarifs plus bas, susceptibles de contribuer à un manque à gagner plus substantiel advenant que la Pandémie se répercute de façon significative sur les résultats de l'année témoin.

[451] La Régie comprend que sa décision D-2020-096 permettant l'amortissement accéléré du solde du compte d'écart de coût cumulatif projeté de la fourniture de gaz naturel

à compter du mois d'août 2020 permet une baisse du prix de la fourniture qui concordera avec la période hivernale à venir<sup>205</sup>. Elle estime que ce changement procurera un contexte favorable qui répond aux demandes de certains intervenants de limiter les hausses de coûts pour les clients et qui compensera l'impact, sur la facture, d'une tarification établie sur la base d'un scénario défavorable.

[452] La Régie fait siens les points soulevés par l'ACEFQ. Elle estime que la clientèle résidentielle, qui est une clientèle captive, est la clientèle la plus à risque. Advenant une détérioration de la situation économique et une diminution de la consommation des clients commerciaux ou industriels, les clients résidentiels auront à assumer une part relative plus importante de l'écart de revenu défavorable créé en 2020-2021 par des hausses de tarifs dans les années subséquentes.

[453] Même si le Distributeur a à sa disposition des outils réglementaires lui permettant de s'adapter à l'évolution du contexte économique, la Régie considère qu'il est essentiel que les tarifs reflètent l'ensemble des coûts de service et que ces derniers soient établis de façon à minimiser les trop-perçus ou manques à gagner.

[454] La Régie est consciente que l'adoption du scénario défavorable entraînera une hausse tarifaire plus élevée que la hausse anticipée à la suite de l'utilisation du scénario de base déposé par Énergir. Les impacts sur la clientèle du Distributeur découlant des effets de la Pandémie sur l'économie constituent une dimension du présent dossier.

[455] La Régie tient à rappeler que dans sa décision D-2020-096<sup>206</sup>, elle avait noté le caractère exceptionnel de la proposition du Distributeur concernant l'amortissement accéléré du compte d'écart lié au coût du gaz en raison de la Pandémie, dans la perspective d'alléger le fardeau financier et de contribuer aux besoins en liquidités de court terme de sa clientèle en gaz de réseau.

**[456] Conséquemment, la Régie retient le scénario défavorable aux fins d'établir l'ajustement tarifaire et les tarifs pour l'année 2020-2021.**

**[457] La Régie ordonne à Énergir de déposer, au plus tard le 18 novembre à 12h, une version révisée des pièces B-0082 à B-0086 afin de tenir compte du scénario**

---

<sup>205</sup> Décision [D-2020-096](#), p. 6, par. 14.

<sup>206</sup> Décision [D-2020-096](#), p. 10, par. 32.

défavorable.

## 19. TARIF DE TRANSPORT ET TARIF D'ÉQUILIBRAGE

### 19.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

#### 19.1.1 RÉCUPÉRATION DES MONTANTS DÉTENUS DANS LE CFR - ZONE NORD SUD

[458] Le Distributeur explique que l'harmonisation des taux au service de transport s'accompagne d'un CFR dans lequel est comptabilisée la différence entre les revenus générés par l'application de taux identiques pour les clients des zones Sud et Nord et les revenus qui auraient été générés par les clients de la zone Nord si l'harmonisation temporaire des prix n'était pas appliquée<sup>207</sup>.

[459] Dans sa décision D-2020-047, la Régie a demandé à Énergir de lui présenter un scénario de récupération des montants détenus dans le CFR :

*« [199] En conséquence, la Régie approuve la demande d'Énergir de disposer du CFR au service de transport, en fonction des volumes consommés.*

[...]

*[202] À cet effet, la Régie considère que la proposition de l'ACIG d'échelonner la récupération des montants du CFR sur une période de deux ans est appropriée. Elle demande donc à Énergir de présenter, dans le cadre de son dossier tarifaire 2020-2021, un scénario de récupération des montants détenus dans le CFR sur une période de deux ans, illustrant son impact tarifaire pour la clientèle »<sup>208</sup>.*

[460] En suivi de la décision précitée, Énergir demande à la Régie d'approuver, dans le présent dossier, la récupération des montants détenus dans le CFR sur une période de deux ans, à compter de l'année 2020-2021.

---

<sup>207</sup> Pièce [B-0080](#), p. 7.

<sup>208</sup> Dossier R-3867-2013 Phase 2, décision [D-2020-047](#), p. 52, par. 199 et 202.

[461] Énergir estime que le solde du CFR s'élèverait à 15,7 M\$ au 30 septembre 2020. En le récupérant sur une période de deux ans, à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2020, l'impact tarifaire serait d'environ 0,13 ¢/m<sup>3</sup> pour les années 2020-2021 et 2021-2022.

[462] Lors de l'audience, questionnée à cet égard, Énergir indique ne pas voir d'inconvénient à ce que la récupération soit étalée sur une période de quatre ans considérant que le CFR – Zone Nord-Sud est maintenu hors base de tarification<sup>209</sup>.

### 19.1.2 TARIF DE TRANSPORT

[463] Énergir présente les prix de transport à la pièce B-0082<sup>210</sup>. Les coûts totaux de transport prévus pour l'année 2020-2021 s'élèvent à 142,9 M\$<sup>211</sup>. Ce montant est réduit des revenus d'obligation minimale annuelle de 0,775 M\$, des revenus d'ajustement d'inventaire de transport – portion variation de prix – de 0,640 M\$ ainsi que des revenus de transport du gaz d'appoint de 0,379 M\$ prévus pour l'année 2020-2021. Ainsi, les coûts de transport à récupérer à partir du tarif de transport s'élèvent à 141,1 M\$ pour l'année 2020-2021.

[464] Le Distributeur précise que le tarif de transport a été établi sans tenir compte de la disposition du CFR – Zone Nord-Sud. Les montants à récupérer pour l'année 2020-2021 seront intégrés au moment de la mise à jour des tarifs selon la décision qui sera rendue par la Régie.

[465] Sur la base du scénario défavorable, Énergir estime que les coûts de transport prévus pour l'année 2020-2021 seraient en baisse d'environ 3 M\$.

### 19.1.3 TARIF D'ÉQUILIBRAGE

[466] Les coûts totaux associés à l'équilibrage prévus pour l'année tarifaire 2020-2021 sont de 127,4 M\$, soit un montant de 55,9 M\$ pour la pointe et 71,5 M\$ pour l'espace<sup>212</sup>.

---

<sup>209</sup> Pièces [A-0035](#), p. 317 et 318 et [B-0199](#).

<sup>210</sup> Pièce [B-0082](#).

<sup>211</sup> Pièce [B-0168](#), p. 1, (colonne 4, lignes 1 et 8).

<sup>212</sup> Pièce [B-0168](#), p. 1 (colonnes 5 et 6, ligne 14).

Énergir explique sa méthode pour établir les prix du service d'équilibrage pour 2020-2021 et les présente respectivement aux pièces B-0080 et B-0083<sup>213</sup>.

[467] Pour éviter l'accroissement des crédits octroyés et dans la mesure où certains aspects du tarif d'équilibrage sont examinés dans le cadre du dossier R-3867-2013, le Distributeur propose de maintenir temporairement les prix minimal et maximal d'équilibrage approuvés par la décision D-2013-115<sup>214</sup>, soit -1,561 ¢/m<sup>3</sup> et 7,638 ¢/m<sup>3</sup> respectivement<sup>215</sup>.

[468] Sur la base du scénario défavorable, Énergir estime que les coûts d'équilibrage prévus pour l'année 2020-2021 seraient en baisse d'environ 0,2 M\$ pour la pointe et en hausse de 1,4 M\$ pour l'espace.

#### 19.1.4 OPINION DE LA RÉGIE

[469] La Régie comprend que la récupération des montants accumulés dans le CFR – Zone Nord-Sud sur une période de quatre années n'aurait pas d'effet sur l'évaluation de la base de tarification.

**[470] Afin d'atténuer l'impact tarifaire en lien avec le service de transport, la Régie approuve la récupération des montants détenus dans le CFR – Zone Nord-Sud sur une période de quatre ans, à compter de l'année 2020-2021.**

[471] La Régie se prononcera sur les prix de transport de l'année tarifaire 2020-2021 ainsi que sur les prix d'équilibrage et les taux applicables aux déséquilibres quotidiens et au solde des écarts cumulatifs à la suite de la mise-à-jour demandée au paragraphe 263 de la présente décision.

---

<sup>213</sup> Pièces [B-0080](#), p. 8 à 10 et [B-0083](#).

<sup>214</sup> Dossier R-3809-2012 Phase 2, décision [D-2013-115](#), p. 7, par. 14.

<sup>215</sup> Pièce [B-0080](#), p. 9.

## 20. TARIF DE RÉCEPTION

[472] Énergir prévoit que trois producteurs potentiels injecteront du GNR dans le réseau de distribution au courant de l'année 2020-2021 et que la Ville de Saint-Hyacinthe poursuivra son injection.

[473] Saint-Hyacinthe étant le seul producteur se prévalant actuellement du service de réception et considérant que les taux sont calculés à partir des investissements finaux, Énergir présente les taux pour un seul point de réception. Elle rappelle que le tarif de réception est spécifique à chaque point de réception et composé de quatre taux, lesquels sont mis à jour à chaque dossier tarifaire<sup>216</sup>.

[474] Le Distributeur présente également, en suivi des décisions D-2019-141 et D-2020-069<sup>217</sup>, les éléments suivants :

- les coûts de catégorie A et la base de tarification mensuelle pour la Ville de Saint-Hyacinthe et pour les trois producteurs potentiels de GNR<sup>218</sup>;
- la carte des zones de consommation, la prévision de la demande et d'injection de GNR par zone de consommation pour chacune des années du plan d'approvisionnement 2020-2024 et les consommations quotidiennes moyennes d'hiver et d'été par zone de consommation en 2020-2021<sup>219</sup>.

### 20.1 POINT DE RÉCEPTION DE SAINT-HYACINTHE

#### 20.1.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[475] Énergir présente les renseignements liés au tarif de réception et les coûts pour l'année 2020-2021 pour le point de réception de Saint-Hyacinthe ainsi que le complément de preuve demandé par la Régie dans sa décision procédurale D-2020-069<sup>220</sup>.

---

<sup>216</sup> Pièce [B-0120](#), p. 17 à 19.

<sup>217</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p.138, par. 595, 597 et 624 et décision [D-2020-069](#), p. 25, par. 85 et 86.

<sup>218</sup> Pièce [B-0122](#), p. 3 et 4.

<sup>219</sup> Pièce B-0121, déposée sous pli confidentiel, annexe 2.

<sup>220</sup> Décision [D-2020-069](#), p. 25 et pièce B-0089 révisée comme pièce [B-0122](#).

[476] Les taux proposés sont présentés au tableau suivant.

**TABLEAU 24**  
**TAUX AU POINT DE RÉCEPTION DE SAINT-HYACINTHE, 2020-2021**

Point de	Catégories de coûts		Taux
Réception	A : coûts de distribution – volet investissements	Construction des conduites de raccordement	0,398
	C : coûts de distribution non liés au réseau gazier	Fixe (volet distribution)	0,395
		Variable (volume injecté)	0,105
Livraison	D : coûts additionnels TCPL/TQM	Volumes livrés en territoire	0,000
	B : coûts réseau de distribution existant - GNR vendu hors-Québec	Volumes livrés hors territoire	0,700

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0122](#), p. 1.

### 20.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

[477] La Régie est d’avis que la méthodologie de calcul des taux est conforme à la décision D-2011-108<sup>221</sup>. Avec l’injection prochaine prévue d’autres producteurs, la Régie juge opportun de continuer à suivre l’évolution du coût des projets d’injection en cours et à venir, aux fins de l’établissement d’un tarif pour chaque point de réception.

[478] **En conséquence, la Régie prend acte des suivis demandés aux paragraphes 595, 597 et 624 de la décision D-2019-141 et s’en déclare satisfaite. Elle approuve les taux proposés du tarif de réception pour 2020-2021 et demande à Énergir, de déposer, au prochain dossier tarifaire, une mise à jour de :**

- **l’annexe 2 de la pièce confidentielle B-0121, comprenant la carte des zones de consommation, la prévision de la demande d’injection de GNR par zone de consommation pour chacune des années du plan d’approvisionnement et la consommation quotidienne moyenne d’hiver et d’été par zone de consommation;**

<sup>221</sup> Dossier R-3732-2010, décision [D-2011-108](#).

- **la pièce B-0122, comprenant, pour chaque point de réception : les taux du tarif de réception, le détail du coût de service, les coûts de catégorie A et la base de tarification mensuelle.**

## 20.2 APPLICABILITÉ DU TARIF DE RÉCEPTION

### 20.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[479] En suivi du paragraphe 631 de la décision D-2019-141, Énergir dépose la pièce B-0093<sup>222</sup> afin de clarifier l'applicabilité du tarif de réception lors de l'achat de gaz naturel produit en territoire lorsqu'il n'y a pas d'investissement pour l'injection. Elle documente également les situations des différents producteurs de gaz naturel injectant dans son réseau gazier. Elle rappelle enfin que le tarif de réception a été conçu pour récupérer les coûts liés aux trois fonctions suivantes : injection, transit et gestion des déséquilibres.

[480] Selon Énergir, les deux conditions suivantes sont nécessaires à l'application du tarif de réception : le gaz naturel doit être produit au Québec et injecté dans le réseau d'Énergir<sup>223</sup>. La première condition permet d'exempter tout client injectant à l'extérieur du territoire, tels TCPL, Intragaz ou TQM. Ces clients injectent dans le réseau du distributeur à sa demande et les fonctions de réception et de transit sont récupérées dans les coûts de distribution car nécessaires à la distribution du gaz naturel sur le territoire. La deuxième condition exempte les producteurs québécois injectant directement dans le réseau de TQM ou de TCPL. Toutefois, si Énergir est responsable de l'investissement et des actifs de raccordement, un tarif de réception serait alors applicable.

[481] Énergir indique que, présentement, deux producteurs québécois injectent directement dans les réseaux de transport de TCPL/TQM sans aucune implication ni coût pour le Distributeur<sup>224</sup> :

- Coûts A : aucun. Énergir n'est pas responsable de l'investissement ni des actifs de raccordement.

---

<sup>222</sup> Pièce [B-0093](#), p. 3.

<sup>223</sup> Pièce [B-0093](#), p. 9.

<sup>224</sup> Pièce [B-0093](#), p. 13 et 14.

- Coûts B : aucun. Le réseau existant d'Énergir ne serait pas utilisé pour faire transiter le gaz naturel hors du territoire, même si le point de livraison est hors territoire.
- Coûts C : aucun. Énergir n'a pas à gérer l'injection du gaz naturel. Puisqu'ils ne sont pas clients d'Énergir, ces deux producteurs québécois ne partagent pas les coûts communs de distribution non liés au réseau avec la clientèle d'Énergir.
- Coûts D : aucun. Les producteurs paient eux-mêmes à TCPL/TQM l'utilisation des conduites de transport.

### 20.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

[482] La Régie note que les producteurs injectant du gaz naturel dans le réseau gazier ne se voient pas appliquer de tarif de réception car ils injectent directement dans les réseaux de transport de TCPL/TQM sans aucune implication ni coût pour Énergir.

[483] **La Régie prend acte du suivi du paragraphe 631 de la décision D-2019-141 et s'en déclare satisfaite.**

## 21. TARIFS DE DISTRIBUTION

### 21.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[484] Dans la mesure où les travaux sur la vision tarifaire sont toujours en cours<sup>225</sup> et conformément à la décision D-2019-141<sup>226</sup>, Énergir propose de maintenir la même approche pour l'établissement des tarifs 2020-2021 du service de distribution que celle approuvée par la Régie dans sa décision D-2013-106.

---

<sup>225</sup> Dossier R-3867-2013 Phase 4.

<sup>226</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 150 et 151.

[485] Pour le tarif général D<sub>1</sub>, Énergir a respecté les deux conditions suivantes :

- application d'une variation uniforme des revenus générés à l'ensemble des paliers du tarif D<sub>1</sub>, équivalant à la variation globale du tarif D<sub>1</sub> déterminée dans la répartition tarifaire; et
- maintien du ratio actuel entre les composantes fixes et variables du tarif de distribution D<sub>1</sub>.

[486] Le document « Répartition tarifaire -2020-2021 » présente une variation globale de 0,49 % aux tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub>, D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>, telle qu'établie initialement par Énergir. Cette variation s'applique également à tous les paliers du tarif D<sub>1</sub>. Pour ce faire, les frais de base et les taux unitaires appliqués aux volumes retirés sont modifiés de façon à conserver le ratio fixe/variable obtenu à l'aide des tarifs actuels. Ainsi, les frais de base proposés sont obtenus en haussant uniformément les frais de base actuels de 0,49 %. En incluant le service de gaz d'appoint, la variation tarifaire globale initiale pour le service de distribution est de 0,50 %. À la suite de la révision du revenu requis découlant de la mise à jour du coût en capital prospectif et des taux d'inflation applicables à la formule paramétrique des dépenses d'exploitation, Énergir révisé l'ajustement tarifaire du service de distribution à 0,65 %<sup>227</sup>.

## 21.2 OPINION DE LA RÉGIE

[487] **Pour le motif invoqué par Énergir, la Régie maintient l'approche approuvée dans sa décision D-2013-106 pour l'établissement des tarifs 2020-2021 du service de distribution.**

[488] Considérant les sections 7.2 et 18.2 de la présente décision, la Régie estime l'ajustement tarifaire du service de distribution pour l'année 2020-2021 à 2,08 %.

---

<sup>227</sup> Pièces [B-0061](#) et [B-0084](#).

## 22. MODIFICATIONS AU TEXTE DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF

[489] Énergir présente les modifications qu'elle souhaite apporter aux versions française et anglaise des *Conditions de service et Tarif*<sup>228</sup>, lesquelles seront effectives à la date de mise en vigueur précisée dans la décision finale<sup>229</sup>.

### 22.1 CHAPITRE 2. RÉSEAU DE DISTRIBUTION

#### 22.1.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[490] L'article 2.1.2 des *Conditions de service et Tarif* prévoit qu'un demandeur doit assumer les coûts du déplacement ou de la modification du réseau. L'article prévoit aussi qu'en cas de retrait de la demande, Énergir peut facturer le coût réel des travaux réalisés entre la demande et son retrait. Ainsi, un demandeur se voit facturer les coûts d'une demande et pourrait se voir facturer les coûts encourus lorsqu'une demande est retirée.

[491] Énergir soumet que lorsque la Régie a fixé ses conditions de service dans le dossier R-3523-2003, elle soulignait que le verbe « peut » dans la phrase « elle peut facturer au demandeur le coût des travaux » reflète l'esprit de la clause, soit le choix dans le mode de facturation<sup>230</sup>.

[492] Or, Énergir soumet qu'il arrive occasionnellement que des demandeurs ou encore des membres de son personnel interprètent la première expression « peut facturer » de l'article 2.1.2 erronément et lui prêtent un caractère optionnel qu'elle n'a pas dans le cas d'une demande de déplacement ou de modification.

---

<sup>228</sup> Pièces [B-0095](#) et [B-0153](#).

<sup>229</sup> Pièce [B-0153](#).

<sup>230</sup> Dossier R-3523-2003, décision [D-2008-155](#), p. 21 et 22.

[493] Afin de clarifier l'article 2.1.2, elle propose de le modifier afin qu'il se lise ainsi :

« 2.1.2 DÉPLACEMENT OU MODIFICATION

*Le demandeur d'un déplacement ou d'une modification du réseau de distribution doit être propriétaire de l'immeuble où est située l'adresse de service ou déclarer et garantir détenir, à cet effet, toutes les autorisations et permissions requises du propriétaire des lieux. Le demandeur doit fournir au distributeur, sur demande, toute preuve en attestant.*

*Lorsque le distributeur déplace ou modifie son réseau de distribution à la suite d'une demande faite en vertu de l'alinéa précédent, il ~~peut facturer~~ facture au demandeur le coût des travaux ~~selon une évaluation dont il lui fournit le détail au préalable ou selon le coût réel des travaux~~. Le coût des travaux est établi selon une évaluation du distributeur dont le détail est fourni au préalable au demandeur ou selon le coût réel des travaux. Le mode de facturation du coût des travaux est déterminé lors de la demande de déplacement ou de modification.*

*Advenant le retrait d'une demande de déplacement ou de modification de réseau de distribution, le distributeur peut facturer le demandeur si des travaux ont déjà été entrepris ou complétés. Le montant est alors fixé en fonction du coût réel des travaux »<sup>231</sup>. [Nous soulignons]*

## 22.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

[494] **La Régie, pour les motifs invoqués par Énergir, approuve les modifications proposées à l'article 2.1.2 des Conditions de service et Tarif.**

---

<sup>231</sup> Pièce [B-0153](#), p. 4.

## 22.2 CHAPITRE 4. DEMANDE DE SERVICE DE GAZ NATUREL ET CONTRAT

### 22.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[495] Énergir indique que l'article 4.3.4 des *Conditions de service et Tarif* prévoit l'exigence d'une contribution financière lorsque les revenus générés par un client ne suffisent pas à rentabiliser le nouvel investissement pour le desservir. L'article 4.3.4 ne vise toutefois que les nouveaux raccordements et exclut donc les adresses de service de clients existants déjà raccordées au réseau.

[496] Énergir propose donc d'ajouter une condition similaire à l'article 4.8 relatif aux modifications de contrat afin de lui permettre d'exiger une contribution financière lorsque les revenus additionnels découlant d'une modification de contrat ne suffisent pas à rentabiliser les nouveaux investissements requis pour satisfaire la modification demandée.

[497] De plus, en réponse à la DDR no 4 de la Régie, le Distributeur indique qu'il est pertinent de clarifier le fait qu'un client peut présenter une demande de modification de son contrat et que s'il est rentable et opérationnellement possible pour Énergir de l'accepter, le contrat peut être modifié ou remplacé par un nouveau contrat.

[498] Énergir propose donc une modification révisée de l'article 4.8 des *Conditions de service et Tarif* afin qu'il se lise ainsi :

#### « 4.8 MODIFICATION DU CONTRAT

*Le client est responsable de signaler au distributeur tout changement aux informations fournies depuis la demande de service de gaz naturel.*

*Par ailleurs, le client peut présenter une demande de modification de contrat. Lorsque cette demande est conforme aux Conditions de service et Tarif et s'il est rentable et opérationnellement possible pour le distributeur de l'accepter, le contrat peut être modifié ou remplacé par un nouveau contrat.*

*Lorsque les revenus additionnels générés par la modification du contrat ne permettent pas au distributeur de rentabiliser les investissements requis par la demande de modification, selon l'évaluation du coût des travaux requis, aux*

conditions approuvées par la Régie de l'énergie, le distributeur peut, lors de la modification du contrat ou lors de la conclusion du nouveau contrat, convenir avec le client d'une contribution financière à payer par le client. Lorsqu'une contribution financière est requise, elle est établie selon les modalités prévues à l'article 4.3.4.

*Un contrat écrit ne peut être modifié verbalement.*

*Dans tous les cas prévus au présent article la confirmation visée à l'article 4.6 n'est pas transmise au client »<sup>232</sup>. [Nous soulignons]*

## 22.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

[499] **La Régie approuve les modifications de l'article 4.8 des *Conditions de service et Tarif* telles qu'intégrées à la pièce révisée B-0177 (version française) et à la pièce révisée B-0178 (version anglaise).**

## 22.3 CHAPITRE 11. FOURNITURE

[500] Énergir propose une modification à l'article 11.2.3.5 des *Conditions de service et Tarif* en ce qui a trait aux obligations de ses clients en achat direct afin de bien capter l'ensemble du GNR qu'ils consomment.

[501] La Régie rappelle que dans sa décision D-2020-123<sup>233</sup>, elle renvoie au dossier R-4008-2017 l'examen de la modification à l'article 11.2.3.5 des *Conditions de service et Tarif* demandée par Énergir.

---

<sup>232</sup> Pièce [B-0177](#), p. 22.

<sup>233</sup> Décision [D-2020-123](#), p. 7.

## 22.4 CHAPITRE 15. DISTRIBUTION

### 22.4.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

#### Article 15.3.6

[502] Dans sa décision D-2019-080 relative au projet Kruger, la Régie demandait à Énergir de proposer, dans le cadre de la phase 2 du dossier R-4076-2018, une modification au texte des *Conditions de service et Tarif* afin de mieux encadrer l'OMA applicable au service de distribution D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>.

[503] Dans sa décision D-2019-141 rendue dans ce dossier, la Régie approuvait l'ajout de l'article 15.3.6 tel que proposé par Énergir, les modalités d'application devant être déposées dans le cadre du dossier tarifaire 2020-2021<sup>234</sup>.

[504] Au présent dossier, Énergir propose une modification à l'article 15.3.6 des *Conditions de service et Tarif* afin de préciser le calcul du volume déficitaire et de la pénalité qui en découle. Dans la pièce B-0095 déposée au soutien de sa demande de modification, le Distributeur explique les modalités d'application encadrant les obligations minimales annuelles (OMA) au service de distribution à débit stable<sup>235</sup>.

[505] Énergir rappelle que le raccordement d'un nouveau client au réseau gazier, avec ou sans versement d'aide financière, génère parfois des investissements significatifs. Pour mitiger le risque de ne pas rentabiliser ces investissements au détriment des autres clients d'Énergir, une OMA en distribution est convenue avec le client.

[506] Dans le cadre de la demande d'approbation pour le projet d'investissement visant la desserte en gaz naturel de la nouvelle usine de Kruger à Sherbrooke, Énergir a déposé un contrat au service de distribution D<sub>4</sub> qui comprend une OMA à être respectée par le client. Ce dernier profite d'une certaine flexibilité en ajustant mensuellement son volume souscrit pour refléter l'évolution de sa consommation. En contrepartie, le client s'engage suivant une OMA progressive pour toute la durée de son contrat, ce qui permet de garantir un

---

<sup>234</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 157.

<sup>235</sup> Pièce [B-0095](#).

revenu annuel minimal au Distributeur advenant le cas où la consommation n'atteindrait pas la progression que le client a prévue.

[507] Or, Énergir ajoute que pour un client du service à débit stable, la manière de calculer le volume déficitaire à facturer par rapport à l'OMA en fin d'année contractuelle ne peut être la même que celle utilisée pour un client du service général, en raison du volume souscrit. Ce paramètre de tarification exclusif aux tarifs stables D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> fait en sorte qu'il serait erroné de définir le volume déficitaire comme étant la différence entre l'OMA et le volume retiré, tel qu'appliqué aux tarifs D<sub>1</sub> ou D<sub>5</sub>.

[508] Afin de le démontrer, Énergir présente tous les cas de figure possibles ainsi que les règles détaillées de calcul concernant le volume déficitaire et la pénalité liée à ce volume. Selon Énergir, ces règles de calcul sont sous-jacentes à l'ajout de l'article 15.3.6 aux *Conditions de service et Tarif*, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> décembre 2019.

[509] Énergir propose donc de modifier l'article 15.3.6 des *Conditions de service et Tarif* afin qu'il se lise ainsi :

« 15.3.6 OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA)

*Le distributeur peut convenir, avec un client dont l'adresse de service est nouvellement raccordée au réseau de distribution ou avec un client qui bénéficie d'une aide financière, d'une OMA pour toute la durée du contrat. Si les volumes utilisés au courant de l'année contractuelle à des fins de facturation au service de distribution du client sont inférieurs à son OMA, il sera facturé pour le volume déficitaire au moindre du prix moyen du tarif de distribution payé au cours des 12 mois de l'année contractuelle ou du prix moyen du tarif de distribution résultant de la facturation du volume déficitaire réparti uniformément sur l'année contractuelle »<sup>236</sup>. [Nous soulignons]*

[510] Énergir ajoute qu'elle est d'avis que la modification proposée à cet article permet de clarifier l'application de l'OMA pour ses clients au service de distribution à débit stable, tout en tenant compte de la tarification spécifique à laquelle ces clients sont assujettis.

---

<sup>236</sup> Pièce [B-0095](#), p. 6.

### Article 15.5.2.2.1

[511] Énergir soumet que par souci d'uniformité quant à la façon de nommer les différentes zones de consommation, le nom de la zone de consommation « Saint-Hyacinthe » doit être remplacé par « Estrie » à l'article 15.5.2.2.1 des *Conditions de service et Tarif* qui se lirait ainsi :

« 15.5.2.2.1 Taux unitaires pour les volumes livrés en territoire

*Pour chaque m<sup>3</sup> de volume livré en territoire, les taux unitaires applicables sont les suivants, selon la zone de consommation :*

Zone de consommation	Taux (¢/m <sup>3</sup> )
Saint-Hyacinthe Estrie	0,000

»<sup>237</sup>.

[512] Énergir rappelle qu'une zone de consommation est définie comme étant une zone géographique à partir du point d'interconnexion au réseau TCPL/TQM délimitant la portion du réseau d'Énergir rattachée à ce point d'interconnexion. Il existe deux types de point d'interconnexion, soit le poste d'embranchement (point d'interconnexion entre le réseau de transmission TQM/TCPL et le réseau de transmission Énergir) et le poste de livraison (point d'interconnexion entre le réseau de transmission TQM/TCPL et le réseau de distribution Énergir).

[513] Énergir souligne que la nomenclature qu'elle utilise pour la zone de consommation est établie en fonction du type de point d'interconnexion la délimitant, selon deux catégories. Ainsi, lorsque la zone de consommation est alimentée par l'intermédiaire d'un ou de plusieurs postes d'embranchement, son nom réfère à la zone du réseau de transmission d'Énergir, dans lequel il existe actuellement sept zones de transmission clairement définies. Lorsque la zone de consommation est directement alimentée par un poste de livraison, son nom réfère à l'appellation du poste.

<sup>237</sup> Pièce [B-0177](#), p. 67.

## 22.4.2 OPINION DE LA RÉGIE

[514] En ce qui a trait à la modification proposée à l'article 15.3.6, la Régie est d'avis qu'elle permet de tenir compte de la tarification spécifique à laquelle les clients au service de distribution à débit stable sont assujettis.

[515] Pour ce qui est de la modification proposée à l'article 15.5.2.2.1, la Régie est d'avis qu'elle permet la cohérence dans la nomenclature utilisée par Énergir pour la zone de consommation en fonction du type de point d'interconnexion la délimitant.

[516] **En conséquence, la Régie approuve les modifications proposées aux articles 15.3.6 et 15.5.2.2.1 des *Conditions de service et Tarif*.**

## 22.5 SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION

[517] Énergir demande à la Régie :

*« d'approuver, pour application temporaire, la fonctionnalisation et la tarification des coûts supplémentaires du SPEDE découlant de la modification au Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (« RDOCÉCA ») au service du SPEDE, en maintenant l'exemption pour les volumes de GNR »<sup>238</sup>.*

[518] Dans le cadre de sa DDR 4, la Régie demande à Énergir de lui indiquer, dans le cas où sa demande serait approuvée, s'il serait opportun de modifier la définition de l'article 1.3 des *Conditions de service et Tarif* de « *Retraits exemptés du service système de plafonnement et d'échange de droits d'émission* » afin de prévoir l'exemption du service SPEDE pour les volumes de GNR. Dans l'affirmative, elle lui demande de déposer une proposition de modification à la définition incluse à cet article.

---

<sup>238</sup> Pièce [B-0202](#), p. 6, par. 46.

[519] En réponse à cette question, à des fins de clarté pour la clientèle, Énergir indique être d'avis qu'il serait opportun de modifier la définition présentée à l'article 1.3 comme suit :

*« RETRAITS EXEMPTÉS DU SERVICE SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION*

[...]

*Les volumes de gaz naturel exemptés du service Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) sont ceux prévus au Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre.*

*Pour être exemptés du service SPEDE, ces volumes devront avoir été déclarés par l'émetteur et les déclarations devront avoir été reçues par le distributeur au plus tard le troisième jour ouvrable suivant la fin du mois visé par la facturation et tels que confirmés, au terme de l'année civile concernée, au plus tard le 31 janvier de chaque année par déclaration assermentée de l'émetteur, ou si ce dernier est une personne morale ou une société, d'un dirigeant en autorité de celle-ci.*

*Sont également exemptés les volumes de gaz naturel retirés par un émetteur et déclarés par ce dernier dans une déclaration annuelle assermentée remise au distributeur au plus tard le 31 janvier de chaque année, ou si l'émetteur est une personne morale ou une société, d'un dirigeant en autorité de celle-ci.*

*Pour que les volumes ci-dessus soient exemptés du service SPEDE, les différentes déclarations visées ci-dessus devront être acceptées par le vérificateur des émissions de gaz à effet de serre (GES) du distributeur et le ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (ou son successeur). Il est entendu que dans l'éventualité où le vérificateur ou le ministre (ou son successeur) devait refuser ces déclarations, le client se verrait alors facturer le tarif du service SPEDE applicable au moment du retrait des volumes de gaz.*

*Nonobstant ce qui précède, sont également exemptés du service SPEDE les volumes de gaz naturel renouvelable retirés »<sup>239</sup>. [Nous soulignons]*

---

<sup>239</sup> Pièce [B-0176](#), p. 10, réponse à la question 6.1.

[520] Énergir propose également de modifier l'article 16.1.2.1 ainsi et intègre sa proposition à la version révisée des *Conditions de service et Tarif*<sup>240</sup> :

« 16.1.1 APPLICATION

*Pour tout client qui retire du gaz naturel et qui n'a pas soumis les formulaires de déclaration d'exemption acceptés par le vérificateur des émissions de GES d'Énergir pour la période visée.*

16.1.2 TARIF DU SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION (SPEDE)

16.1.2.1 Prix du SPEDE

*Pour chaque m<sup>3</sup> de volume retiré de gaz naturel, le prix du SPEDE, en date du 1er décembre ~~2019~~\*\*\*\* 2020, est de 4,467#,### ¢/m<sup>3</sup>. Ce prix peut être ajusté mensuellement pour refléter le coût réel d'acquisition ». [Nous soulignons]*

[521] **La Régie approuve la modification proposée à la définition de « Retraits exemptés du service système de plafonnement et d'échange de droits d'émission » de l'article 1.3, ainsi que les modifications proposées aux articles 16.1.1 et 16.1.2 des Conditions de service et Tarif.**

## 22.6 ARTICLES 12.1.2.1 ET 13.1.2

[522] Énergir explique qu'elle dispose d'outils réglementaires, dont la mise à jour des tarifs de transport et d'équilibrage, afin de refléter une baisse des volumes et/ou une variation des coûts réels :

*« Si nécessaire, les tarifs de transport et d'équilibrage pourraient être modifiés en cours d'année tarifaire 2020-2021 pour refléter une baisse des volumes et/ou une variation des coûts réels, conformément aux articles 12.1.2.1 et 13.1.2 des Conditions de service et Tarif »<sup>241</sup>.*

---

<sup>240</sup> Pièce [B-0177](#), p. 70.

<sup>241</sup> Pièce [B-0182](#).

[523] Or, l'article 12.1.2.1 des *Conditions de service et Tarif* se lit comme suit :

« 12.1.2.1 Prix du transport

*Les prix du transport peuvent être ajustés périodiquement pour refléter le coût réel d'acquisition »<sup>242</sup>. [Nous soulignons]*

[524] L'article 13.1.2, quant à lui, se lit comme suit :

« 13.1.2 Tarif d'équilibrage

*Le prix de l'équilibrage peut être ajusté périodiquement pour refléter les coûts réels des outils d'équilibrage »<sup>243</sup>. [Nous soulignons]*

[525] Questionnée en audience par la Régie afin de clarifier l'application de ces articles dans le but de refléter une variation dans les volumes, Énergir répond :

*« Et effectivement, quand on regarde les libellés de ces dispositions-là, on parle des coûts réels d'acquisition et les coûts réels des outils d'équilibrage.*

*Par contre, nous, on pense que l'esprit de ces dispositions-là devrait nous permettre d'ajuster les tarifs en présence d'une baisse de volume. Ceci dit... Puis là, je comprends, je suis candide en vous disant que, ma représentation, elle est courte en vous disant ça. Je pense que si on lit ces dispositions-là, on peut penser que l'esprit aussi c'est de pouvoir acheter un cadre baisse de volume. Si vous me dites dans une future décision, Maître Sigouin-Plasse, bien essayé, ce n'est pas ce que disent les conditions de service et tarifs, écoutez, la solution que nous aurions si éventuellement nous devons, parce que c'est bien une question hypothétique, si dans le futur nous devons ajuster les tarifs comme nous le souhaitons, je pense qu'il y a lieu à ce moment-là d'avoir... de faire preuve d'agilité, comme on a fait preuve d'une agilité plus tôt dans ce dossier-ci avec le tarif de fourniture.[...] »<sup>244</sup>. [Nous soulignons]*

---

<sup>242</sup> Pièce [B-0177](#), p. 48.

<sup>243</sup> Pièce [B-0177](#), p. 52.

<sup>244</sup> Pièce [A-0045](#), p. 59 et 60.

[526] La Régie est d'avis que les articles 12.1.2.1 et 13.1.2 des *Conditions de service et Tarif* ne prévoient que la possibilité d'ajuster les tarifs de transport et d'équilibrage pour refléter, respectivement, le coût réel d'acquisition et le coût réel des outils d'équilibrage.

[527] **La Régie juge que l'examen d'une demande visant à modifier les *Conditions de service et Tarif* est nécessaire dans le cas où Énergir souhaiterait ajuster les prix du transport et/ou les prix d'équilibrage afin de refléter une variation autre qu'en fonction des coûts réels ci-mentionnés.**

[528] **Pour l'ensemble de ces motifs,**

**La Régie de l'énergie :**

**ACCUEILLE** partiellement la demande d'Énergir;

**APPROUVE** le plan d'approvisionnement gazier 2021-2024 et **PREND ACTE** du déficit de 353 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour prévu pour l'année 2020-2021, selon le scénario défavorable;

**PREND ACTE** de la prévision d'approvisionnement et de distribution de GNR pour les années 2021-2024, tel qu'il appert de la pièce B-0010, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0009;

**APPROUVE** un coût en capital moyen de 6,33 % pour l'année tarifaire 2020-2021;

**ÉTABLIT** le coût en capital prospectif à 4,88 % aux fins du calcul du rendement sur la base de tarification (investissements) ainsi qu'à l'actualisation des contributions tarifaires dans le cadre de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissement;

**ÉTABLIT** le coût en capital prospectif après impôts à 4,60 % aux fins de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissement en le comparant au TRI du projet, considérant que les flux monétaires des projets n'intègrent pas la notion d'économie d'impôts reliée aux frais financiers;

**AUTORISE** des dépenses d'exploitation de 232 060 000 \$;

**ÉTABLIT** la base de tarification aux fins d'établissement des tarifs à 2 286 926 000 \$;

**PREND ACTE** du dépôt des hypothèses et des analyses des impacts des soumissions reçues sur le plan d'approvisionnement et de la démonstration que le contrat d'entreposage signé auprès de Enbridge Gas à compter du 1<sup>er</sup> avril 2020 est le plus avantageux quant aux coûts et à la sécurité d'approvisionnement et **S'EN DÉCLARE SATISFAITE**;

**APPROUVE** les caractéristiques du contrat d'entreposage devant entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2021, telles que présentées à la section 5.6.1;

**RECONDUIT** jusqu'au 30 septembre 2021, le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie;

**PREND ACTE** de la rentabilité du Plan de développement 2020-2021;

**APPROUVE** l'inclusion d'un montant de 1 000 000 \$ pour le CASEP dans le coût de service 2020-2021;

**APPROUVE** une réduction de 1 077 685 \$ à la marge du budget 2020-2021 du PGEÉ de 29 787 129 \$ déjà approuvé par la Régie au dossier R-4043-2018 et **ÉTABLIT** le budget global du PGEÉ à 28 709 444 \$, incluant 24 856 131 \$ en aides financières et 3 853 313 \$ en dépenses d'exploitation, aux fins de l'établissement des tarifs pour l'année 2020-2021;

**AUTORISE** les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 4 M\$ destinés à la distribution de gaz naturel pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son Règlement d'application;

**APPROUVE** les additions à la base de tarification relatives à des projets d'investissement inférieurs à 4 M\$;

**APPROUVE** un taux de FGE de 21,86 % à appliquer au montant des « Services entrepreneurs » de chaque projet pour l'année tarifaire 2020-2021;

**PREND ACTE** de l'étude des taux d'amortissement réalisée par la firme Concentric Advisors pour les actifs de distribution, de stockage et de transmission telle que présentée à l'annexe A de la pièce B-0106;

**AUTORISE** la création de nouvelles catégories d'actifs et la modification des taux d'amortissement des actifs de distribution, de stockage, de transmission et d'installations générales qui seront en vigueur jusqu'à la prochaine étude des taux telle qu'ajoutée à l'annexe C de la pièce B-0106;

**APPROUVE** l'établissement des coûts d'utilisation de l'usine LSR par le client GM GNL pour l'exercice financier 2020-2021

**APPROUVE** les modifications aux *Conditions de service et Tarif*, telles que présentées à la section 22 de la présente décision;

**DEMANDE** à Énergir de déposer, pour approbation, la mise à jour de l'information relative au revenu requis et à l'ajustement tarifaire en fonction des dispositions de la présente décision au plus tard le **18 novembre 2020, à 12 h**;

**DEMANDE** à Énergir de déposer la mise jour des informations relatives à l'établissement des tarifs finaux de l'année tarifaire 2020-2021, au plus tard le **18 novembre 2019 à 12 h**, ainsi que les versions française et anglaise des *Conditions de service et Tarif*, en tenant compte des modifications découlant de la présente décision;

**ORDONNE** à Énergir de se conformer à l'ensemble des dispositions contenues à la présente décision.

Simon Turmel  
Régisseur

Esther Falardeau  
Régisseur

Nicolas Roy  
Régisseur

# **ANNEXE 1**

## **LISTE DES ACRONYMES**

**Annexe 1 (2 pages)**

**S.T.**

**E.F.**

**N.R.**

## LISTE DES ACRONYMES

BDC	base de données comptables
CASEP	compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes
CFR	compte de frais reportés
CMC	capacité maximale contractuelle
DDR	demande de renseignements
EDA	Eastern Delivery Area
FAA	formule d'ajustement automatique
FGC	frais généraux corporatifs
FGE	frais généraux entrepreneurs
FTLH	Firm Transportation Long Haul
FTSH	Firm Transportation Short Haul
GES	gaz à effet de serre
GJ	gigajoule
GM GNL	Gaz Métro GNL
GNL	gaz naturel liquéfié
GNR	gaz naturel renouvelable
IP	indice de profitabilité
LSR	liquéfaction, stockage et regazéification
NAESB	North American Energy Standards Board
NCOS	New Capacity Open Season
OMA	obligation minimale annuelle
PCGR	principes comptables généralement reconnus des États-Unis
PCR	processus de consultation règlementaire
PGEÉ	plan global en efficacité énergétique
PRC	programme de rabais à la consommation
PRRC	programme de rétention de la clientèle par voie de rabais à la consommation
SPEDE	système de plafonnement et d'échange de droits d'émission
STS	Storage Transportation Service
Union Gas	Union Gas Limited

---

TCE TC Énergie (TCE)  
TCPL TransCanada PipeLines Limited  
TEQ Transition énergétique Québec  
TQM Trans Québec maritimes  
TRI taux de rendement interne  
VGE ventes grandes entreprises