

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2022-098

R-4175-2021

2 août 2022

---

**PRÉSENTS :**

Simon Turmel  
Françoise Gagnon  
Pierre Dupont  
Régisseurs

---

**Énergir, s.e.c.**  
Demanderesse

et

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

---

**Décision finale sur le rapport annuel 2020-2021 d'Énergir,  
sur les demandes de traitement confidentiel et la demande  
de paiement de frais de l'intervenante**

*Demande d'examen du rapport annuel d'Énergir, s.e.c. pour  
l'exercice financier terminé le 30 septembre 2021*



Demanderesse :

**Énergir, s.e.c.**

**représentée par M<sup>es</sup> Vincent Locas et Julie Sauriol.**

Intervenante :

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

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

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1.</b>	INTRODUCTION .....	5
<b>2.</b>	RÉSULTATS FINANCIERS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE .....	7
2.1	Base de tarification et additions.....	11
2.2	Résultats des indices de maintien de la qualité de service.....	13
2.3	Plan d'approvisionnement.....	14
2.4	Rentabilité du plan de développement.....	28
<b>3.</b>	EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE .....	39
3.1	Rapport annuel des programmes et des activités en efficacité énergétique .....	39
<b>4.</b>	MISE À JOUR DES COÛTS MARGINAUX DE PRESTATION DE SERVICES LONG TERME .....	42
<b>5.</b>	SUIVIS .....	43
5.1	Suivis des projets de développement .....	43
5.2	Projet d'extension de réseau à Saint-Rémi et Sainte-Clotilde.....	46
5.3	Autres suivis annuels à la suite de décisions de la Régie.....	48
5.4	Suivi relatif au compte de frais reportés pour les achats et les revenus du gaz naturel renouvelable (GNR) (décision D-2019-107) .....	49
5.5	Suivis relatifs au système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) .....	50
<b>6.</b>	DEMANDES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL .....	51
<b>7.</b>	FRAIS DES INTERVENANTS.....	54
	DISPOSITIF : .....	56
	ANNEXE .....	60

## 1. INTRODUCTION

[1] Le 2 novembre 2021, Énergir, s.e.c. (Énergir ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31 (1) (5), 75 et 159 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup>, une demande d'examen de son rapport annuel pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2021 (le Rapport annuel)<sup>2</sup>.

[2] Énergir dépose également, en suivi de la décision D-2019-176<sup>3</sup>, la liste des projets d'investissements signés dont le montant est inférieur au seuil prévu au *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*<sup>4</sup> (le Règlement). Elle indique que la preuve relative au Rapport annuel, incluant les résultats financiers de ses activités réglementées, fera l'objet d'un dépôt en décembre 2021.

[3] Le 12 novembre 2021, la Régie transmet une demande de renseignements (DDR) au Distributeur<sup>5</sup>.

[4] Le 16 novembre 2021, le Distributeur dépose ses réponses à la DDR n° 1 de la Régie<sup>6</sup>.

[5] Le 29 novembre 2021, la Régie rend sa décision D-2021-156<sup>7</sup> dans laquelle elle se prononce sur le suivi aléatoire annuel portant sur la liste des projets inférieurs au seuil prévu au Règlement.

[6] Le 21 décembre 2021, Énergir amende sa demande<sup>8</sup> et dépose la preuve relative au Rapport annuel. Énergir précise qu'elle en fera la présentation par visioconférence le 27 janvier 2022 dans le cadre d'une rencontre d'information (la Rencontre d'information).

---

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

<sup>2</sup> Pièce [B-0002](#).

<sup>3</sup> Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2019-176](#), par. 50.

<sup>4</sup> [RLRQ, c. R-6.01, r. 2](#).

<sup>5</sup> Pièce [A-0003](#).

<sup>6</sup> Pièce [B-0006](#).

<sup>7</sup> Décision [D-2021-156](#).

<sup>8</sup> Pièce [B-0008](#).

[7] Le 22 décembre 2021, la Régie informe les participants au dossier tarifaire R-4119-2020 qu'elle entend procéder à l'examen de la demande par voie de consultation<sup>9</sup>. Elle avise les personnes intéressées qu'elles doivent déposer une demande et un budget de participation au plus tard le 3 février 2022.

[8] Le 27 janvier 2022, Énergir tient sa Rencontre d'information.

[9] Le 3 février 2022, la FCEI et SÉ-AQLPA déposent leur demande d'intervention accompagnée d'un budget de participation.

[10] Le 8 février 2022, Énergir dépose ses commentaires relatifs à ces demandes.

[11] Les 11 et 14 février 2022, SÉ-AQLPA et la FCEI répondent respectivement aux commentaires d'Énergir.

[12] Entre les 3 et 14 février 2022, l'AHQ-ARQ, l'ACIG, la FCEI, le GRAME, le ROEÉ et SÉ-AQLPA déposent leur demande de paiement de frais pour leur participation à la Rencontre d'information.

[13] Le 10 mars 2022, la Régie rend sa décision procédurale D-2022-030<sup>10</sup>, par laquelle elle accorde le statut d'intervenant à la FCEI, rejette la demande d'intervention de SÉ-AQLPA et ordonne au Distributeur de payer les frais pour la Rencontre d'information.

[14] Entre le 22 mars et le 17 mai 2022, le Distributeur dépose ses réponses aux DDR n<sup>os</sup> 2, 3, et 4 de la Régie, dont une sous pli confidentiel.

[15] Le 9 mai 2022, Énergir dépose sa deuxième demande réamendée<sup>11</sup> (la Demande) ainsi que des pièces révisées.

[16] La présente décision porte sur la Demande d'examen du Rapport annuel, les demandes de traitement confidentiel et la demande de paiement de frais de la FCEI.

---

<sup>9</sup> Pièce [A-0005](#).

<sup>10</sup> Décision [D-2022-030](#).

<sup>11</sup> Pièce [B-0197](#).

## 2. RÉSULTATS FINANCIERS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE

[17] Les résultats financiers pour les années se terminant au 30 septembre 2020 et 2021 sont présentés au tableau suivant.

TABLEAU 1  
RÉSULTATS FINANCIERS DES EXERCICES TERMINÉS LES  
30 SEPTEMBRE 2021 ET 2020

<b>Résultats financiers</b> <i>(en milliers de \$)</i>	<b>2021</b>	<b>2020 final</b>
Revenu net d'exploitation réel	124 047	113 416
Revenu net d'exploitation permmissible	142 599	139 421
	(18 552)	(26 005)
Impôts présumés sur le revenu	(6 689)	(9 388)
<b>Manque à gagner avant impôts</b>	<b>(25 241)</b>	<b>(35 393)</b>
Part des clients	(31 147)	(36 121)
Part d'Énergir	5 905	728

*Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0050](#) et de la décision [D-2021-082](#), p. 7, par. 14, du dossier R-4136-2020. Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis.*

[18] Pour l'année financière terminée au 30 septembre 2021, Énergir établit le revenu net d'exploitation permmissible à 142,6 M\$, soit le rendement au taux moyen du coût en capital autorisé de 6,30 % appliqué au montant réel de 2 263,5 M\$ de la base de tarification<sup>12</sup>. Le revenu net d'exploitation réalisé étant de 124,0 M\$, l'écart représente un manque à gagner global de 18,6 M\$ après impôts. Le manque à gagner avant impôts de 25,2 M\$ est réparti entre la clientèle et Énergir, par service, au tableau suivant.

<sup>12</sup> Pièce [B-0050](#).

TABLEAU 2  
VENTILATION DES TROP-PERÇUS (MANQUE À GAGNER) PAR SERVICE

<i>(en milliers de \$)</i>	<b>Total 2021</b>	<b>Clients</b>	<b>Énergir</b>
Distribution :			
100 % attribuable aux clients	(8 179)	(8 179)	
Solde résiduel à partager	8 692	2 787	5 905
Sous-total - Distribution	513	(5 392)	5 905
Transport	(17 111)	(17 111)	
Équilibrage	(8 032)	(8 032)	
Fourniture	(811)	(811)	
SPEDE	200	200	
<b>Trop-perçus (manque à gagner) avant impôts</b>	<b>(25 241)</b>	<b>(31 146)</b>	<b>5 905</b>

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0050](#). Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis.

[19] Dans l'ensemble, le service de distribution présente un trop-perçu de 0,5 M\$ ventilé entre un manque à gagner de 8,2 M\$ attribuable à la clientèle et un trop-perçu résiduel de 8,7 M\$ à répartir entre Énergir et les clients selon les modalités de partage prévues à la décision D-2019-141<sup>13</sup>. Le manque à gagner de 8,2 M\$ s'explique essentiellement par le mécanisme de découplage des revenus.

[20] Les services de transport et d'équilibrage présentent respectivement un manque à gagner de 17,1 M\$ et de 8,0 M\$. Le service de fourniture présente également un manque à gagner de 0,8 M\$ alors que le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) présente un trop-perçu de 0,2 M\$<sup>14</sup>. Conformément à la Loi et aux décisions D-2013-054<sup>15</sup> et D-2014-171<sup>16</sup>, l'ensemble des trop-perçus et le manque à gagner de ces services est attribué aux clients.

[21] Selon la preuve déposée, en tenant compte du partage du trop-perçu du service de distribution et de la bonification liée aux transactions d'optimisation financière pour les

<sup>13</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 31, par. 118.

<sup>14</sup> Pièce [B-0050](#).

<sup>15</sup> Dossier R-3809-2012 Phase 1, décision [D-2013-054](#), p. 9, par. 19.

<sup>16</sup> Dossier R-3879-2014 Phase 1, décision [D-2014-171](#), p. 24, par. 114.



services de transport et d'équilibrage, Énergir établit le taux de rendement sur les capitaux propres et le taux moyen du coût en capital respectivement à 9,4 % et 6,49 %<sup>17</sup>.

[22] Énergir présente les explications relatives aux résultats de fin d'année et les écarts constatés par rapport aux projections pour les services de distribution, transport et d'équilibrage<sup>18</sup>.

### *Charges d'exploitation*

[23] Les charges d'exploitation autorisées de 232,1 M\$, ont été établies selon une formule paramétrique qui découle d'un mécanisme règlementaire allégé et temporaire<sup>19</sup>. Les charges d'exploitation réelles étant de 229,0 M\$<sup>20</sup>, l'écart de 3,1 M\$ représente un montant à considérer dans l'établissement du trop-perçu / manque à gagner du Distributeur.

[24] **La Régie prend acte :**

- **des explications fournies par Énergir sur les écarts observés entre les données réelles et les données projetées au dossier tarifaire 2020-2021;**
- **de la conciliation entre les états financiers vérifiés non consolidés, la base de tarification, les éléments hors base et la structure du capital.**

[25] Conformément à la décision D-2019-141, **la Régie prend également acte que :**

- **le trop-perçu de 0,51 M\$ relié au service de distribution sera partagé entre les associés et la clientèle d'Énergir ;**
- **le manque à gagner de 17,1 M\$ relié au service de transport sera assumé par la clientèle;**
- **le manque à gagner de 8,0 M\$ relié au service d'équilibrage sera assumé par la clientèle;**

---

<sup>17</sup> Pièces [B-0045](#) et [B-0050](#).

<sup>18</sup> Pièce [B-0017](#), p. 2.

<sup>19</sup> Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 67, par. 272.

<sup>20</sup> Pièce [B-0028](#).

- **le manque à gagner de 0,6 M\$ relié aux services de fourniture et de SPEDE sera assumé par la clientèle.**

***Réallocation des dépenses aux activités non réglementées (ANR)***

[26] En réponse à une DDR de la FCEI demandant de détailler la colonne « Autres » présentée au tableau « *Réallocation des dépenses aux activités réglementées* »<sup>21</sup>, Énergir précise que ces montants représentent principalement des activités de gouvernance du groupe corporatif liées aux ANR d'Énergir. Elle fournit des exemples de ces activités, ainsi qu'un tableau révisé<sup>22</sup>.

[27] Énergir propose de présenter dorénavant, dans une colonne distincte, les coûts relatifs aux activités de gouvernance et dans la colonne « Autres » le total des autres entités dont les montants sont non significatifs.

[28] La FCEI considère que cette proposition est raisonnable et précise qu'un montant de 250 000\$ devrait être considéré comme significatif dans ce contexte. De plus, elle suggère que les projets éoliens en production « éole » et « éole 4 » soient regroupés pour les fins de la présentation<sup>23</sup>.

[29] **La Régie prend acte de la proposition d'Énergir de présenter distinctement les coûts relatifs aux activités de gouvernance et d'inscrire dans la colonne « Autres » les montants totaux non significatifs des autres entités.**

[30] Concernant les propositions de la FCEI de fixer un seuil au-delà duquel un montant est significatif et de regrouper les projets éoliens en production, la Régie considère qu'Énergir doit bénéficier d'une certaine flexibilité en ce qui a trait à la présentation de sa preuve. **Par conséquent, la Régie ne retient pas les propositions de la FCEI.**

---

<sup>21</sup> Pièce [B-0030](#), colonne 11.

<sup>22</sup> Pièce [B-0191](#), p. 9, R3.1.

<sup>23</sup> Pièce [C-FCEI-0014](#), p. 4.

### *Méthode comptable relative aux droits d'émission de gaz à effet de serre (GES)*

[31] À la note 3 des états financiers non consolidés<sup>24</sup>, la Régie constate qu'Énergir a modifié la méthode comptable relative aux droits d'émission de GES afin de présenter les droits acquis et les obligations liées aux remises des droits d'émission de GES de façon distincte au bilan. Énergir précise que cette modification de méthode comptable n'a pas d'impact sur l'état des résultats.

[32] Considérant que la méthode comptable relative aux droits d'émission de GES a fait l'objet de la décision D-2014-171<sup>25</sup>, la Régie se questionne à savoir si elle devrait être présentée dans la pièce B-0029 portant sur les conventions, méthodes et pratiques comptables utilisées lors de l'établissement du rapport annuel. **La Régie note que la présentation de cette modification de la méthode comptable est examinée dans le cadre de la phase 2 du dossier R-4177-2021<sup>26</sup>. La Régie réfère donc cette question à ce dossier.**

## 2.1 BASE DE TARIFICATION ET ADDITIONS

[33] Le tableau 3 présente l'évolution de la base de tarification selon la moyenne des 13 soldes pour l'année 2021 comparativement à l'année 2020. Pour l'année financière 2021, la base de tarification s'établit à 2 263,5 M\$, soit 23,4 M\$ ou 1,03 % inférieure au montant prévu dans le cadre du dossier tarifaire.

---

<sup>24</sup> Pièce [B-0021](#), p. 14, note 3 des états financiers non consolidés.

<sup>25</sup> Dossier R-3879-2014 Phase 1, décision [D-2014-171](#), p. 20 à 23, section 5.4.

<sup>26</sup> Dossier R-4177-2021 Phase 2, pièce [B-0180](#), p. 14 et 15, questions 10.1 et 10.2.

**TABLEAU 3**  
**ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION 2021 ET 2020**

<b>Base de tarification</b>	<b>2021 autorisé</b>	<b>2021 réel</b>	<b>2020 réel</b>	<b>réel 2021 vs autorisé</b>	<b>réel 2021 vs réel 2020</b>
<i>Moyenne des 13 soldes (en millions de \$)</i>					
Immobilisations corporelles	2 023,9	1 982,7	1 899,7	(41,2)	83,0
Fonds de roulement					
Encaisse réglementaire	37,1	29,9	32,8	(7,2)	(2,9)
Matériaux et inventaires de gaz	49,9	59,3	49,0	9,4	10,3
Développement des systèmes informatiques	63,4	69,8	52,1	6,4	17,7
Programmes commerciaux	84,8	85,6	84,7		
Coûts non amortis	76,3	89,9	54,6	13,6	35,3
Passif aux titres des prestations définies net des CFR liés aux avantages sociaux futurs	(48,4)	(48,4)	(31,0)	-	(17,3)
Provision auto-assurance	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,0)	0,9
<b>Total de la base de tarification</b>	<b>2 286,9</b>	<b>2 263,5</b>	<b>2 141,6</b>	<b>(23,4)</b>	<b>121,8</b>

Sources : Tableau établi à partir de la pièce [B-0036](#) et de la pièce [B-0035](#) du dossier R-4136-2020. Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis.

[34] Le tableau 4 présente les additions à la base de tarification. Pour l'année financière 2021, ces dernières s'élèvent à 265,6 M\$, soit 24,0 M\$ inférieures au montant prévu au dossier tarifaire. En ce qui concerne le montant des investissements pour les projets dont le coût individuel est inférieur au seuil de 4 M\$, il totalise 192,0 M\$, soit 10,6 M\$ de moins que le montant autorisé pour l'année 2020-2021.

**TABLEAU 4**  
**ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION POUR L'ANNÉE 2021-2021**

Additions à la base de tarification 2021	Total			Projets dont le coût individuel est inférieur au seuil de 4 M\$		
	autorisé	réel	écart	autorisé	réel	écart
<i>(en millions de dollars)</i>						
Immobilisations corporelles nettes						
Développement du réseau	109,7	64,3	(45,4)	69,4	53,2	(16,2)
Amélioration du réseau & Mesurage	59,4	71,5	12,0	56,0	65,3	9,3
Autre (entrepasage, installations générales, FGC, etc.)	63,3	54,7	(8,6)	51,1	43,2	(7,9)
Subventions gouvernementales	(35,1)	(31,4)	3,7	(2,1)	(3,3)	(1,3)
Immobilisations totales	197,3	159,1	(38,2)	174,4	158,4	(16,0)
Développements informatiques et autres	12,1	16,8	4,7	12,1	15,6	3,5
Programmes commerciaux	16,2	18,5	2,3	16,0	18,0	2,0
Intégration de projets hors base dans le solde d'ouverture	63,9	71,2	7,3	-	-	-
<b>Total</b>	<b>289,5</b>	<b>265,6</b>	<b>(24,0)</b>	<b>202,5</b>	<b>192,0</b>	<b>(10,6)</b>

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0160](#).

[35] Énergir présente les explications relatives aux écarts des additions à la base de tarification par rapport aux montants autorisés, incluant le détail des additions relatives aux frais généraux corporatifs<sup>27</sup>.

**[36] La Régie prend acte des informations fournies par Énergir relativement aux additions à la base de tarification et s'en déclare satisfaite.**

## 2.2 RÉSULTATS DES INDICES DE MAINTIEN DE LA QUALITÉ DE SERVICE

[37] Dans sa décision D-2019-141<sup>28</sup>, la Régie approuve les indices de qualité de service d'Énergir et les pondérations s'y rattachant.

[38] Énergir présente les indices de maintien de la qualité de service retenus, les paramètres utilisés afin de les mesurer et leur pondération dans le calcul de la moyenne servant à établir leur pourcentage global de réalisation<sup>29</sup>.

<sup>27</sup> Pièce [B-0160](#), p. 4 à 8.

<sup>28</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 130.

<sup>29</sup> Pièce [B-0033](#), p. 1.

[39] Pour l'exercice financier se terminant au 30 septembre 2021, la moyenne pondérée des pourcentages de réalisation des différents indices se situe à 100,0 %<sup>30</sup>.

**[40] La Régie prend acte de l'atteinte, par Énergir, d'un pourcentage global moyen de réalisation des indices de qualité de service de 100 % et s'en déclare satisfaite.**

## 2.3 PLAN D'APPROVISIONNEMENT

### 2.3.1 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

[41] Dans le cadre du plan d'approvisionnement 2020-2021, le scénario de base d'Énergir prévoyait une demande de pointe de 36 723 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> et l'achat d'un outil de service de pointe de 1 074 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>, afin de combler le déficit d'outils d'approvisionnement<sup>31</sup>.

[42] Dans sa décision D-2020-145<sup>32</sup>, la Régie retient le scénario défavorable pour l'établissement des tarifs, selon une demande de pointe de 36 002 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> qui nécessitait l'achat d'une capacité de 353 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> en outils de service de pointe afin de combler ce déficit.

[43] Lors de la révision budgétaire 0/12, le Distributeur explique que les besoins à la pointe ont été évalués à 36 488 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>, en tenant compte des volumes réels de septembre et d'octobre 2020, ainsi que d'un déficit d'outils d'approvisionnement identifié de 839 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>.

[44] Dans un contexte où l'impact et la durée de la pandémie de la COVID-19 étaient difficiles à anticiper, le Distributeur mentionne que son approche a été empreinte de prudence avant le début de l'hiver 2020-2021, bien que cela ne l'ait pas empêché d'agir en vue de réduire les coûts pour la clientèle. De fait, le Distributeur explique que même si le besoin d'outils en service de pointe estimé lors de la révision budgétaire 0/12 était de 839 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>, il a évalué la possibilité d'acheter une capacité 1 074 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> en outils de service de pointe et d'effectuer une vente *a priori* associée à l'excédent non requis de 235 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>, par l'entremise d'une transaction de cession de transport de type « Firm Transportation

---

<sup>30</sup> Pièce [B-0033](#), p. 3.

<sup>31</sup> Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), par. 76, p. 21.

<sup>32</sup> Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), par. 456, p. 111.

Short Haul » (FTSH/M12)<sup>33</sup>. De plus, Énergir a été en mesure de remplacer du transport non excédentaire par du service de pointe additionnel d'une quantité de 557 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>. Ainsi, Énergir a procédé à la cession de transport de capacité totalisant 792 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> vers la fin du mois d'octobre 2020<sup>34</sup>.

[45] Le Distributeur a également continué à évaluer ses besoins au fur et à mesure que la situation sanitaire et la consommation des clients évoluaient. En janvier 2021, Énergir a procédé à une cession additionnelle de 713 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> de transport en tenant compte d'une demande au réel à la baisse depuis le début de l'hiver 2020-2021 et de la réouverture peu probable de l'économie, avant la fin de la période hivernale.

[46] Le Distributeur présente les détails pour chacune des transactions opérationnelles réalisées au cours de l'année 2020-2021<sup>35</sup>. Il explique que ces transactions sont effectuées afin d'optimiser les outils de transport non requis pour répondre aux besoins de la clientèle et de pallier aux variations journalières et saisonnières de la demande réelle.

**[47] La Régie prend acte de la stratégie d'approvisionnement d'Énergir de contracter une capacité de 1 074 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> en outils de service de pointe et de réaliser une transaction de cession d'une capacité de 235 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> en transport FTSH/M12.**

**[48] La Régie prend également acte des informations fournies par le Distributeur relativement à l'évolution de la demande réelle et des sources d'approvisionnements gaziers au cours de l'année 2020-2021.**

### **2.3.2 TRANSACTIONS D'OPTIMISATION FINANCIÈRE POUR BONIFICATION**

[49] Dans sa décision D-2019-141<sup>36</sup>, la Régie autorise la reconduction de l'incitatif à la performance relié aux transactions financières visant l'optimisation des outils d'approvisionnement pour les exercices 2019-2020 à 2021-2022.

---

<sup>33</sup> Pièce [B-0072](#), p. 3.

<sup>34</sup> Pièce [B-0191](#), réponse 5.1.

<sup>35</sup> Pièces [B-0072](#), p. 4 et annexe 1 et B-0071, annexe 1 (sous pli confidentiel).

<sup>36</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 76.

[50] En suivi de la décision D-2016-111<sup>37</sup>, Énergir dépose les informations relatives à l'examen des transactions d'optimisation financière réalisées au cours de l'année 2020-2021. Elle demande que ces transactions soient considérées pour bonification dans le cadre de l'incitatif à la performance<sup>38</sup>.

[51] Au cours de cette période, le Distributeur a conclu 154 transactions, générant des revenus de 3,3 M\$<sup>39</sup>. Le Distributeur soumet que ces transactions sont de nature financière dans la mesure où elles peuvent être réalisées seulement si Énergir n'est pas opérationnellement contrainte par ces transactions et qu'elles s'avèrent financièrement favorables. Énergir explique, notamment, que certaines transactions peuvent également permettre de réduire les coûts d'approvisionnement qui auraient été autrement encourus, en l'absence de ces transactions.

[52] Le Distributeur indique que les économies et revenus générés par ces transactions entraînent une réduction des coûts de transport et d'équilibrage, établies selon la fonctionnalisation des outils prévue au dossier tarifaire 2020-2021<sup>40</sup>.

[53] Énergir présente les transactions d'optimisation financière sujettes à la bonification au tableau suivant :

---

<sup>37</sup> Dossier R-3951-2015, décision [D-2016-111](#), par. 66, p. 26 et 27.

<sup>38</sup> Pièces [B-0072](#), Annexe 2 et B-0071, Annexe 2 (sous pli confidentiel).

<sup>39</sup> Pièce [B-0072](#), p. 4 et 5.

<sup>40</sup> Pièces [B-0072](#), p. 5 et [B-0206](#), p. 2.



**TABLEAU 5**  
**REVENUS ET NOMBRE DE TRANSACTIONS FINANCIÈRES**  
**RÉALISÉS AU COURS DE L'ANNÉE 2020-2021**

Transactions financières	Nombre de transactions réalisées	Revenus Totaux (\$)	Revenus Transport (\$)	Revenus Équilibrage (\$)
<b>REVENUS</b>				
<b>Cessions d'optimisation</b>				
Cessions FTSH/M12 reliées aux services de pointe	3	2 659 506	1 787 073	872 433
Cessions FTSH/M12 avec droit de rappel	4 <sup>(1)</sup>	245 904	156 755	89 149
Cession FTSH avec droit de rappel	1	■	■	■
<b>Échange</b>				
Échanges Dawn-East Hereford	64	79 286	50 542	28 744
Échanges Dawn-Iroquois	31	157 184	100 199	56 984
Échanges Dawn-SSMDA	48	118 339	114 134	4 205
Échange Iroquois-Parkway	1	■	■	■
Prêts d'espace d'entreposage	2	■	■	■
<b>Total Revenus</b>	166	3 333 066	2 250 610	1 082 456

Source : Pièce B-0071, p. 5, tableau 2 (sous pli confidentiel). Les écarts observés sont dus aux arrondis.  
(1) Énergir ne demande pas à être bonifiée pour trois transactions de cession FTSH/M12 avec droit de rappel.

[54] Le Distributeur précise qu'il ne demande aucune bonification associée aux éléments suivants : les revenus du mois d'octobre 2021 découlant de deux transactions de cession FTSH/M12 reliées aux services de pointe<sup>41</sup>, ainsi que les revenus du mois d'octobre 2020 associés à trois transactions de cession FTSH/M12 avec droit de rappel pour la période du 1<sup>er</sup> avril au 31 octobre 2020<sup>42</sup>. Toutefois, Énergir demande une bonification de 0,3 M\$, équivalent à 10 % des revenus découlant des transactions financières réalisées au cours de l'année 2020-2021<sup>43</sup>.

<sup>41</sup> Pièce [B-0072](#), p. 6 et 7.

<sup>42</sup> Pièce [B-0072](#), p. 7.

<sup>43</sup> Pièce [B-0072](#), tableau 3, p. 6.

### *Position de l'intervenante*

[55] Dans le cadre de la révision 0/12 du plan d'approvisionnement, la FCEI note qu'Énergir a procédé à l'acquisition de 839 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> en service de pointe afin de combler le déficit d'approvisionnement constaté. La FCEI remarque également qu'Énergir a contracté une quantité additionnelle de service de pointe de 792 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> afin de la substituer en capacités équivalentes du transport qu'elle détenait par des transactions de cession de transport FTSH/M12, le tout afin d'optimiser les coûts du plan d'approvisionnement<sup>44</sup>.

[56] La FCEI est d'avis que les cessions FTSH/M12 reliées aux services de pointe, pour lesquelles Énergir demande la bonification en tant que transactions financières, devraient plutôt être considérées comme des transactions opérationnelles puisqu'elles ont été réalisées dans un contexte de planification afin de disposer du portefeuille d'outils optimal pour entamer l'hiver.

[57] En réponse à l'affirmation d'Énergir selon laquelle elle ne pouvait prévoir l'acquisition de service de pointe au dossier tarifaire, la FCEI est plutôt d'avis qu'inclure la substitution de transport par du service de pointe au dossier tarifaire n'implique nullement de se départir du transport avant que la disponibilité du service de pointe ne soit assurée, ce qui n'a donc aucune incidence sur la sécurité des approvisionnements.

[58] Selon la FCEI, les transactions financières sont celles dont le motif est financier et ne peuvent se faire que si elles ne contraignent pas Énergir au niveau opérationnel. La FCEI soumet que la substitution du transport FTSH par du service de pointe contraint Énergir au niveau opérationnel. Elle indique que le transport FTSH est disponible 365 jours par année comparativement à cinq jours pour le service de pointe. La FCEI souligne que cette distinction opérationnelle est majeure et se reflète par le rang distinct qu'ils occupent dans l'ordonnancement des outils.

[59] La FCEI rappelle que les transactions financières ne doivent pas impacter la sécurité des approvisionnements. Or, bien que cette substitution ait été jugée suffisamment prudente pour être réalisée, l'intervenante est d'avis qu'elle modifie nécessairement la sécurité des approvisionnements à la marge, en ce qu'un outil disponible 365 jours est remplacé par un outil disponible cinq jours et l'effritement des outils en franchise est ainsi plus important.

---

<sup>44</sup> Pièce [C-FCEI-0014](#), p. 4.

[60] Selon la FCEI, les transactions financières consistent à capter des opportunités de marché à partir d'outils dont dispose Énergir. Pour ce faire, les outils doivent présenter des caractéristiques permettant de les capter. Or, la FCEI est d'avis que la substitution en l'instance ne se qualifie pas selon ce critère. Eu égard à la rentabilité potentiellement négative d'une telle opération, l'intervenante se demande si Énergir aurait été prête à subir une bonification négative dans un tel scénario. La FCEI indique en douter et estime qu'un tel résultat ne serait pas souhaitable. Par conséquent, la FCEI recommande que la cession FTSH/M12 reliée aux services de pointe soit considérée comme une transaction opérationnelle.

[61] Enfin, l'intervenante indique qu'Énergir propose de fonctionnaliser les bénéfices de la cession de transport FTSH/M12 associée à l'acquisition de  $557\ 10^3\text{m}^3$  de service de pointe selon la fonctionnalisation de cet outil au plan d'approvisionnement. Étant donné qu'une part importante en capacités de transport FTSH/M12 est fonctionnalisée en transport au dossier tarifaire, il devrait en être de même pour le bénéfice. Conséquemment, il devrait en résulter une baisse du tarif de transport dans le cadre du dossier tarifaire subséquent. Enfin, la totalité du coût de l'outil et des bénéfices de la cession de transport FTSH/M12 associée aux services de pointe devrait être fonctionnalisée en équilibrage.

[62] En réponse à la proposition de la FCEI de considérer les transactions financières de cession FTSH/M12 totalisant  $792\ 10^3\text{m}^3$  comme opérationnelles plutôt que financières<sup>45</sup>, Énergir soumet que l'exercice visait à optimiser la structure financière des outils détenus. En ce sens, ces transactions devraient donc être traitées comme financières plutôt qu'opérationnelles<sup>46</sup>.

[63] Énergir soumet également que la fonctionnalisation ne relève pas d'un besoin d'approvisionnement, mais d'un besoin tarifaire, tel qu'expliqué dans le cadre de la phase 2B du dossier R-3867-2013<sup>47</sup>.

---

<sup>45</sup> Pièce [B-0072](#), p. 6.

<sup>46</sup> Pièce [B-0206](#).

<sup>47</sup> Dossier R-3867-2013, décision [D-2021-109](#), par. 190 et pièce [B-0191](#), réponses 6.1 à 6.6.

### *Opinion de la Régie*

[64] La Régie note que depuis la fin de l'application du mécanisme incitatif d'Énergir, les revenus issus des transactions opérationnelles ne sont plus assujettis au partage des trop-perçus. Ils sont entièrement remis à la clientèle.

[65] Dans ses décisions D-2013-054 et D-2014-077, la Régie se prononce sur les critères donnant lieu à la bonification de 10 % des revenus réels des transactions d'optimisation financière dans le cadre de l'incitatif à la performance.

[66] Dans sa décision D-2013-054<sup>48</sup>, la Régie retient que les transactions d'optimisation financière, telles que définies à l'annexe de la décision D-2007-47<sup>49</sup>, sont possibles pour un motif financier en présence d'une opportunité de marché. Elles peuvent se faire seulement lorsque le Distributeur n'est pas opérationnellement contraint par ces transactions.

[67] Dans sa décision D-2014-077<sup>50</sup>, la Régie indique que les transactions de plus de 12 mois ou s'étendant au-delà du 30 septembre d'une année donnée ne peuvent être considérées comme des transactions d'optimisation financière, puisque le Distributeur met à jour son plan d'approvisionnement sur une base annuelle.

[68] En ce qui a trait aux transactions de cession FTSH/M12 reliées aux services de pointe de 792 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> réalisées à la suite de l'évaluation budgétaire 0/12, la Régie constate que les capacités de 235 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> correspondent à des transactions opérationnelles, c'est-à-dire des ventes *a priori*. La Régie note également qu'Énergir a contracté des capacités additionnelles de 557 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> en service de pointe qu'elle indique avoir été en mesure de remplacer par du transport non excédentaire.

[69] Les capacités en service de pointe ayant été contractées au-delà de ce qui avait été prévu par la révision budgétaire 0/12 du plan d'approvisionnement, la Régie se questionne à savoir si les capacités en service de pointe de 557 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> correspondent à des transactions opérationnelles ou financières, selon les définitions de l'annexe de la décision D-2007-47, soit :

---

<sup>48</sup> Dossier R-3809-2012 Phase 1, décision [D-2013-054](#), p. 8 et 9.

<sup>49</sup> Dossier R-3693-2009, décision [D-2007-47](#), annexe, p. 19, lignes 30 à 33.

<sup>50</sup> Dossier R-3837-2013 Phase 3, décision [D-2014-077](#), p. 113.

« [...] »

1. *Des transactions opérationnelles : lesquelles visent à vendre des outils de transport et d'équilibrage non requis en cours d'année pour répondre à la demande prévue au plan d'approvisionnement approuvé par la Régie dans le cadre du dossier tarifaire;*
2. *Des transactions financières : les transactions sur des outils de transport et d'équilibrage n'ayant pas d'effet net sur la quantité totale des outils de transport et d'équilibrage disponibles sur une base annuelle (par exemple des prêts d'espace d'entreposage ayant pour objectif d'optimiser l'utilisation des outils d'entreposage) »<sup>51</sup>.*

[70] En se référant à ces définitions, la Régie est d'avis que les capacités additionnelles de 557 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> en service de pointe n'étaient pas requises en cours d'année afin de répondre à la demande prévue au plan d'approvisionnement. De ce fait, elles correspondent à la définition de transactions opérationnelles.

[71] À l'instar de la FCEI, le Régie juge que les transactions de cession FTSH/M12 reliées aux services de pointe réalisées ne constituent pas des transactions financières, selon la définition retenue à l'annexe de la décision D-2007-47, considérant leur effet net sur la quantité totale des outils de transport et d'équilibrage disponibles sur une base annuelle.

[72] Par ailleurs, la Régie note des explications fournies par Énergir que les transactions de cession de FTSH/M12 reliées aux services de pointe réalisées comportent un risque de coût qui doit être géré tout au long de l'hiver et que leur rentabilité n'était pas garantie, en plus d'être potentiellement négative<sup>52</sup>. Bien que la transaction de cession FTSH/M12 reliée aux services de pointe ait été jugée suffisamment prudente pour être réalisée à l'avantage de la clientèle, la Régie est d'avis qu'Énergir doit démontrer d'une part, que les transactions financières réalisées n'ont pas d'impact sur la sécurité des approvisionnements et, d'autre part, qu'elles permettent de maintenir les clients opérationnellement et financièrement indemnes.

[73] En ce qui a trait à la recommandation de la FCEI de fonctionnaliser en équilibrage la totalité des bénéfices de la cession de transport FTSH/M12 associée au service de pointe,

---

<sup>51</sup> Dossier R-3599-2006, décision [D-2007-47](#), annexe p. 19.

<sup>52</sup> Pièce [B-0191](#), réponse 5.11.

la Régie retient les explications du Distributeur. La fonctionnalisation des outils est fixée au dossier tarifaire, selon la méthode de la moyenne et de l'excédent en vigueur pour fonctionnaliser les coûts du transport et de l'équilibrage, telle qu'approuvée aux décisions D-97-47<sup>53</sup> et D-2021-109<sup>54</sup>.

[74] La Régie considère donc la transaction de 557 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> de cession de transport FTSH/M12 reliée au service de pointe en tant que transaction opérationnelle, telle que définie à l'annexe de la décision D-2007-47.

**[75] Par conséquent, la Régie n'autorise pas la bonification relative aux transactions financières de cession FTSH/M12 reliées au service de pointe, soit 10 % des revenus de 2,7 M\$. Ainsi, la Régie prend acte qu'Énergir a droit à une bonification de 0,06 M\$ (soit 0,33 M\$ - 0,27 M\$), reliée aux transactions financières en vertu de l'incitatif à la performance.**

**[76] Par conséquent, en vertu de la décision D-2018-011<sup>55</sup>, la Régie demande à Énergir de mettre à jour et de déposer les pièces révisées eu égard aux conclusions et éléments décisionnels énoncés dans la présente décision, au plus tard le 31 août 2021 à 12 h.**

[77] En ce qui a trait à la fonctionnalisation des revenus découlant des transactions de cession FTSH/M12 reliées aux services de pointe, la Régie ne retient pas la recommandation de la FCEI de fonctionnaliser les bénéfices aux services de pointe en équilibrage. La Régie considère que la répartition des revenus fixée au dossier tarifaire 2020-2021 est conforme à la méthode de fonctionnalisation des outils en transport et en équilibrage approuvée par la décision D-2021-109.

**[78] La Régie prend acte des suivis des décisions D-2016-111 et D-2020-097 quant à l'évolution des approvisionnements gaziers en cours d'année, aux transactions financières et de prêts d'espace et s'en déclare satisfaite.**

---

<sup>53</sup> Décision [D-97-47](#).

<sup>54</sup> Décision [D-2021-109](#), par. 255, 256 et 365.

<sup>55</sup> Décision [D-2018-011](#), p. 8 et 9, par. 27 à 29.

### 2.3.3 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS APPARENTÉES

[79] Conformément à la décision D-2017-041 et en ce qui a trait à la *Procédure d’approbation des contrats d’optimisation et d’approvisionnement en gaz naturel auprès de sociétés apparentées*<sup>56</sup>, Énergir dépose au présent dossier les suivis relatifs aux transactions conclues au cours de l’année 2020-2021 avec les sociétés apparentées pour approbation spécifique en vertu de l’article 81 de la Loi, selon les trois catégories de transactions suivantes :

- achat de gaz naturel de moins d’un an;
- achat ou optimisation de capacités de transport;
- achat ou optimisation de capacités d’entreposage.

[80] Au cours de l’année 2020-2021, Énergir soumet également avoir conclu avec Gaz Métro GNL, S.E.C (GM GNL) une transaction pour le service de liquéfaction. Aux fins de l’approbation de cette transaction, en vertu de l’article 81 de la Loi, Énergir dépose la démonstration que cette transaction a été conclue dans l’intérêt de la clientèle règlementée et qu’elle a été économiquement avantageuse.

#### *Achats de gaz naturel de moins d’un an*

[81] Pour l’année 2020-2021, Énergir a conclu des transactions d’achats de gaz naturel de moins d’un an auprès de deux sociétés apparentées : Tidal Energy Marketing Inc. (Tidal) et GM GNL. Le Distributeur présente les détails de ces transactions aux annexes 1 à 5 de la pièce B-0204<sup>57</sup>.

[82] En ce qui a trait aux transactions présentées à l’annexe 5, Énergir explique qu’un outil de maintien de la fiabilité d’une capacité de 7 600 GJ/jour a été demandé à GM GNL au cours de l’année 2020-2021 afin de compenser sa réservation dans les réservoirs à l’usine de liquéfaction, stockage et regazéification (LSR)<sup>58</sup>.

---

<sup>56</sup> Dossier R-3987-2016 Phase 1, décision [D-2017-041](#), p. 23, par. 90 à 93.

<sup>57</sup> Pièce B-0204, annexes 1 à 5 (sous pli confidentiel).

<sup>58</sup> Pièce [B-0203](#), p. 2.

[83] En suivi de la décision D-2020-158<sup>59</sup> et conformément à la décision D-2015-012<sup>60</sup>, Énergir indique que GM GNL a contracté un outil de transport ferme avant le 1<sup>er</sup> décembre 2020<sup>61</sup> et que l'outil de maintien a été fourni sous forme de GNL vaporisé dans le réseau par GM GNL. Le Distributeur a permis à GM GNL de lui remettre l'outil de maintien sous cette forme, car il assurait le même niveau de sécurité d'approvisionnement et de coûts, en plus d'apporter certains avantages opérationnels par rapport à la situation où l'outil aurait été fourni via l'outil de transport détenu par GM GNL.

[84] Le Distributeur a fait appel à quatre occasions à l'outil de maintien sous forme de GNL vaporisé dans le réseau par GM GNL au cours de l'hiver 2020-2021<sup>62</sup>. Énergir présente les détails relatifs à ces transactions<sup>63</sup>. Énergir dépose également sous pli confidentiel pour approbation, à l'annexe 6, le contrat-cadre de ces transactions<sup>64</sup>.

### *Achat ou optimisation de capacités de transport*

[85] Le Distributeur n'a effectué aucun achat ni aucune optimisation de capacités de transport auprès de sociétés apparentées au cours de l'année 2020-2021.

### *Achat ou optimisation de capacités d'entreposage*

[86] Le Distributeur a conclu une transaction d'achat de capacité d'entreposage à compter du 1<sup>er</sup> avril 2021 auprès d'Enbridge Gas dont les caractéristiques ont été approuvées par la décision D-2020-145<sup>65</sup>.

[87] À la décision D-2021-140<sup>66</sup>, la Régie s'est déclarée satisfaite de la démonstration à l'effet que le contrat d'entreposage signé auprès d'Enbridge Gas à compter du 1<sup>er</sup> avril 2021 s'avère le plus avantageux, tant à l'égard des coûts que de la sécurité d'approvisionnement.

---

<sup>59</sup> Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-158](#), p. 16, par. 50.

<sup>60</sup> Dossier R-3879-2014 Phase 2, décision [D-2015-012](#), p. 11, par. 26.

<sup>61</sup> Pièces [B-0057](#), p. 2 et B-0202, réponse 4.1 (sous pli confidentiel).

<sup>62</sup> Pièce [B-0203](#), p. 2.

<sup>63</sup> Pièces B-0202, réponse 3.1 (sous pli confidentiel) et B-0204, p. 11, annexe 5 (sous pli confidentiel).

<sup>64</sup> Conformément à l'article 81 de la Loi et à la décision [D-2021-140](#) (par. 192).

<sup>65</sup> Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), par. 210, p. 51.

<sup>66</sup> Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), par. 139, p. 36.



### *Transaction en service de liquéfaction*

[88] Lors de l'exercice 2019-2020, le Distributeur a démarré son train de liquéfaction (train 1) en vue de remplir sa portion des réservoirs au 1<sup>er</sup> décembre 2020 et de procéder à la liquéfaction des volumes de la quote-part d'évaporation de GM GNL au 30 septembre 2020.

[89] Lors de l'arrêt du train 1, le 20 octobre 2020, Énergir détenait un inventaire suffisant pour couvrir l'évaporation entre la date d'arrêt du train et le 1<sup>er</sup> décembre 2020, tout en s'assurant que sa portion des réservoirs soit remplie, en fonction de la capacité réservée de 10 Mm<sup>3</sup> par GM GNL à ce moment.

[90] Le 5 novembre 2020, GM GNL a avisé Énergir de son choix de réduire sa capacité réservée de 10 Mm<sup>3</sup> à 7 Mm<sup>3</sup> pour l'année 2020-2021, dans le but de combler l'écart de réservation de [REDACTED] m<sup>3</sup>. Énergir disposait alors de deux options afin de s'assurer que son inventaire soit plein au 1<sup>er</sup> décembre 2020<sup>67</sup>. Elle pouvait soit d'une part redémarrer son propre train de liquéfaction ou d'autre part, conclure une entente de service pour la liquéfaction de ses besoins avec le train de liquéfaction appartenant à GM GNL (train 2).

[91] [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED].

[92] [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED] m<sup>3</sup> [REDACTED]  
[REDACTED] m<sup>368</sup>. [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED].

---

<sup>67</sup> Pièce B-0204, p. 5 (sous pli confidentiel).

<sup>68</sup> Pièce B-0204, p. 4 et 5 (sous pli confidentiel).

[93] Énergir explique également le contexte particulier de gestion de l'usine LSR et des facteurs à considérer au cours de l'été 2020, au moment de définir la date de démarrage du liquéfacteur 1<sup>69</sup>.

[94] D'abord, Énergir soumet qu'elle devait faire face aux enjeux découlant de la COVID-19 notamment au niveau des protocoles sanitaires, des risques d'infections et des impacts potentiels d'un manque de personnel à la suite des éclosions. De plus, des travaux importants étaient prévus à l'usine LSR à la fin du mois d'octobre et en novembre 2020, au sujet des réservoirs de réfrigérant, de la finalisation de la nouvelle salle de contrôle découlant du projet de construction d'un nouveau bâtiment à l'usine LSR ainsi que du remplacement du compresseur.

[95] En l'absence des contraintes précédemment énoncées à l'usine LSR, si Énergir avait liquéfié en continu en sachant que la réservation de GM GNL serait de 7 Mm<sup>3</sup>, des coûts supplémentaires estimés à 43 K\$ auraient été occasionnés, principalement en électricité, sans nécessiter un appel de puissance supplémentaire<sup>70</sup>.

[96] [REDACTED]

### *Opinion de la Régie*

[97] La Régie constate aux annexes 1 à 3 de la pièce B-0204 que les transactions d'achats de gaz naturel de moins d'un an réalisées avec Tidal ont été avantageuses par rapport aux prix offerts par d'autres fournisseurs potentiels, Le prix offert par Tidal pour chaque transaction étant moindre ou équivalent pour les quantités requises<sup>71</sup>.

---

<sup>69</sup> Pièce [B-0191](#), réponse 7.1, p. 23.

<sup>70</sup> Pièce [B-0191](#), réponse 7.5, p. 25.

<sup>71</sup> Pièce B-0204, annexes 1 à 3 (sous pli confidentiel).

[98] La Régie note, à l'annexe 4 de la pièce B-0204, que le prix des transactions de gaz d'évaporation réalisées avec GM GNL a été établi conformément à la formule prévue à l'article 5.1 du *Contrat-cadre d'achat-vente de gaz naturel d'évaporation* amendé et mis à jour<sup>72</sup>, approuvé par la décision D-2020-113<sup>73</sup>.

[99] La Régie note également, à l'annexe 5 de la pièce B-0204, que les prix offerts par GM GNL pour les transactions sous forme de gaz naturel vaporisé de l'outil de maintien avec de la regazéification de GM GNL sont équivalents aux prix moyen d'achat du gaz naturel payé par Énergir à Dawn, en fonction des circonstances d'application prévues à l'outil de maintien de la fiabilité à la décision D-2015-012. La Régie constate qu'en guise de première transaction d'outil de maintien, GM GNL a vaporisé dans le réseau une quantité équivalente de GNL provenant de son inventaire et qu'Énergir a remis de la fourniture achetée à Dawn au fournisseur de transport auprès duquel GM GNL a contracté sa capacité de transport de 7 600 GJ/jour<sup>74</sup>.

[100]

[REDACTED]

[101] La Régie constate le contexte particulier de gestion à l'usine LSR au cours de l'année 2020-2021 et les éléments retenus lors de la prise de décision concernant la nécessité de recourir au démarrage de son liquéfacteur (train 1). La Régie considère qu'effectivement, en l'absence des contraintes d'opération à l'usine LSR au cours de l'année 2020-2021, si Énergir avait liquéfié en continu en sachant que la réservation de GM GNL aurait été de 7 Mm<sup>3</sup>, elle aurait encouru des coûts supplémentaires d'environ 43 K\$, principalement en électricité.

---

<sup>72</sup> Pièce B-0188, annexe Q15.1, p. 7 (sous pli confidentiel).

<sup>73</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 3, décision [D-2020-113](#), p. 11, par. 41.

<sup>74</sup> Pièce [B-0203](#), p. 2.

<sup>75</sup> Pièce B-0204, Section 2, p. 4 à 6 (sous pli confidentiel).

[102] La Régie se déclare satisfaite des explications d'Énergir permettant de conclure que la transaction pour le service de liquéfaction réalisée avec GM GNL est économiquement avantageuse, en tenant compte des circonstances particulières à l'usine LSR pendant l'année 2020-2021.

[103] **Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie prend acte du suivi de la décision D-2017-041 présenté aux annexes 1 à 5 de la pièce B-0204 pour les transactions conclues avec une société apparentée au cours de l'année 2020-2021, et à la section 2 de la pièce B-0204 relativement à la transaction pour le service de liquéfaction avec GM GNL.**

[104] **La Régie approuve, en vertu de l'article 81 de la Loi, les transactions ainsi que le contrat-cadre en matière d'approvisionnement gazier conclus avec des sociétés apparentées au cours de l'année 2020-2021, tels que présentés à la pièce B-0204.**

[105] **La Régie prend acte du suivi de la décision D-2017-041 et approuve, en vertu de l'article 81 de la Loi, la transaction d'achat du contrat de capacité d'entreposage à compter du 1<sup>er</sup> avril 2021 conclue auprès d'Enbridge Gas. Le Distributeur a fait la démonstration que ce contrat s'avère plus avantageux tant au niveau économique que sur le plan de la sécurité d'approvisionnement, et tel que la Régie s'en est déclarée satisfaite à la décision D-2021-140.**

[106] **La Régie prend acte du suivi de la décision D-2020-158. Elle se déclare satisfaite des explications et des résultats de l'évaluation réalisée au soutien de la détermination qu'un outil de maintien de fiabilité était requis par GM GNL pour l'année 2020-2021.**

## **2.4 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT**

### **2.4.1 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2020-2021**

#### ***Comparaison du plan de développement du dossier tarifaire 2020-2021 versus le réel a priori***

[107] Énergir compare le plan de développement du dossier tarifaire 2020-2021 (le Plan de développement) et les résultats réels *a priori* pour l'exercice terminé le 30 septembre 2021

en termes des ventes aux nouveaux clients, des ajouts de charge et des ventes totales<sup>76</sup>. Pour les secteurs « Résidentiel » et « Affaires » (total petit et moyen débits (PMD)), le Plan de développement présente une meilleure rentabilité que celle prévue initialement. Au global, pour ces deux marchés, le taux de rendement interne (TRI) s'élève à 20,4 % et l'indice de profitabilité (IP) atteint 3,4, comparativement à un TRI de 13,0 % et un IP de 2,1 prévus initialement. Toutefois, le TRI pour ces deux marchés<sup>77</sup> démontre une légère baisse lorsque comparé au TRI obtenu en 2020, soit de 21,4 %.

[108] Au cours de l'année 2020-2021, Énergir a approuvé trois projets de renforcement, soit un investissement total de 0,54 M\$ par rapport à une prévision de 3,03 M\$ au dossier tarifaire 2020-2021. Par ailleurs, Énergir confirme que le plan global de développement inclut les coûts d'entretien préventif et correctif de 8 316 \$, associés aux mètres de conduites principales des projets de renforcement, tel que requis par les décisions D-2018-080<sup>78</sup> et D-2019-176<sup>79</sup>.

[109] Le plan global de développement inclut également un montant de 1,4 M \$ pour trois projets de parcs industriels et trois projets de repavage, soit 0,1 M\$ de moins que l'enveloppe maximale fixée par la Régie dans la décision D-2018-080<sup>80</sup> pour la réalisation de l'ensemble de ces projets de cas d'exception.

[110] Pour la clientèle « Grand débit », Énergir prévoyait un TRI de 69,0 % et un IP de 15,1 au dossier tarifaire 2020-2021. La Régie constate que le projet anticipé initialement ne s'est finalement pas matérialisé et qu'il a été remplacé par six autres projets de nature très différente<sup>81, 82</sup> générant un TRI de 13,8 % et un IP de 2,5.

[111] Ainsi, pour tous les marchés confondus, le Plan de développement au réel affiche une rentabilité supérieure à celui du dossier tarifaire 2020-2021. En effet, la rentabilité *a priori* présente un TRI de 16,4 % et un IP de 2,8, comparativement à un TRI de 11,1 % et un IP de 1,8 lors du dossier tarifaire 2020-2021, pour un point mort tarifaire d'un an.

---

<sup>76</sup> Pièce [B-0093](#), annexes 1 à 3.

<sup>77</sup> Dossier R-4136-2020, pièce [B-0085](#), annexe 1.

<sup>78</sup> Dossier R-3867 Phase 3B, décision [D-2018-080](#), p. 54, par. 198.

<sup>79</sup> Dossier R-3867 Phase 3B, décision [D-2019-176](#), p. 9, par. 23.

<sup>80</sup> Dossier R-3867 Phase 3B, décision [D-2018-080](#), p. 92, par. 390.

<sup>81</sup> En effet, ces six projets ont généré 346 % plus de volumes et 894 % plus d'investissements qu'initialement prévu.

<sup>82</sup> Pièce [B-0189](#), R. 2.1.1.

[112] En conclusion, la rentabilité *a priori* du plan global de développement, incluant les projets majeurs, est presque équivalente à celle du Plan de développement affichant un TRI de 16,3 % et un IP de 2,8. Les résultats agrégés des projets au-dessus du seuil (IP de 1,0) sont donc comparables aux résultats du Plan de développement.

[113] **La Régie prend acte du suivi relatif à la rentabilité *a priori* du Plan de développement et s'en déclare satisfaite.**

### *Contribution financière des clients*

[114] Le Plan de développement présente les contributions<sup>83</sup> de tous les clients incluant les contributions de raccordement de 300 \$.

[115] Dans la décision D-2018-080<sup>84</sup>, la Régie approuve des modifications à l'article 4.3.4 du texte des *Conditions de service et Tarif* (CST). Selon ces modifications, Énergir est tenue de justifier à la Régie les cas où un client a été exonéré de la contribution financière requise afin de rentabiliser son raccordement.

[116] Dans sa décision D-2021-082, la Régie indique :

*« [81] En conséquence, la Régie demande à Énergir de lui présenter, dans le cadre du dossier du rapport annuel 2020-2021, un suivi précisant les éléments suivants :*

*i. une mise à jour détaillée des cas-types;*

*ii. le nombre de cas d'exonération et leurs volumes par catégorie;*

*iii. la mise en place des nouvelles règles, des aides financières et des contributions standardisées »<sup>85</sup>.*

[117] Dans le cadre du présent dossier, Énergir présente le suivi demandé et les précisions pour les éléments suivants :

---

<sup>83</sup> Pièce [B-0093](#), annexe 1, ligne 23.

<sup>84</sup> Dossier R-3867 Phase 3B, décision [D-2018-080](#), p. 92, par. 390.

<sup>85</sup> Dossier R-4136-2020, décision [D-2021-082](#), p. 25, par. 81.

- i. mise à jour du tableau détaillé des cas-types des aides financières<sup>86</sup>;
- ii. tableau comparatif du nombre de cas d'exonération et leurs volumes par catégorie pour les années 2020-2021 et 2019-2020 et précisions relativement à l'évolution observée des différentes clientèles;
- iii. mise en place des nouvelles règles, des aides financières et des contributions standardisées.

[118] Énergir a introduit, au début de l'année 2020-2021, les changements suivants mentionnés au dernier rapport annuel<sup>87</sup>:

- abandon de la règle d'affaires relative aux branchements sur réseau sans contribution pour le marché résidentiel en présence d'un appareil de chauffage de l'espace;
- introduction de règles de calcul pour les volumes résidentiels et pour les génératrices;
- abandon de l'aide financière unique pour le chauffage résidentiel et mise en place d'une aide financière modulable selon les paliers de volume;
- mise en place d'une grille de contribution pour les branchements résidentiels selon les volumes et les coûts de construction régionaux;
- mise à jour des montants d'aide financière pour l'approche de masse selon les paramètres les plus récents (coût du capital, tarifs, coûts de construction); et
- ajout d'un avertissement sur l'outil de calcul des aides financières lorsqu'il s'agit de condos commerciaux.

[119] **La Régie prend acte du suivi de la décision D-2021-082 concernant les contributions financières des clients et s'en déclare satisfaite.**

### *Suivi aléatoire annuel*

[120] Énergir dépose la *Liste des projets signés inférieurs au seuil – Suivi aléatoire annuel* (la Liste) conformément au suivi ordonné dans la décision D-2019-176<sup>88</sup>. De plus, tel

---

<sup>86</sup> Pièce [B-0095](#), annexe 7.

<sup>87</sup> Pièce [B-0093](#), p. 6.

<sup>88</sup> Pièce [B-0003](#), annexe 1.

qu'autorisé dans la décision D-2020-164<sup>89</sup>, elle précise que la nomenclature utilisée concernant la Liste porte sur les projets « signés » plutôt que sur les projets « réalisés » pendant l'année financière.

[121] En réponse à une DDR, le Distributeur précise que les statuts *Projet sur réseau* et *Sur réseau* sont identiques, interchangeables et réfèrent à des projets sur des conduites existantes<sup>90</sup>.

[122] Dans sa décision D-2021-156, la Régie identifie les huit projets provenant de la Liste retenus aux fins de ce suivi<sup>91</sup>. Énergir dépose à l'annexe 4 de la pièce B-0093 le gabarit « *Calcul du revenu requis pour les cinq prochaines années* » présentant l'évaluation de la rentabilité et l'impact tarifaire pour les projets identifiés, ainsi que la liste des paramètres utilisés pour l'évaluation de la rentabilité des projets selon le modèle du revenu requis en vigueur lors de l'évaluation de ces projets<sup>92</sup>.

[123] En réponse à une DDR<sup>93</sup>, Énergir confirme qu'elle a tenu compte de la valeur résiduelle des actifs dans le calcul de la rentabilité et de l'impact tarifaire pour les projets retenus par la Régie, conformément aux dispositions de la décision D-2018-080<sup>94</sup>.

[124] En réponse à une autre DDR<sup>95</sup>, Énergir constate que les données ayant servi à la préparation des pièces B-0003 et B-0093, pour un projet d'extension et de renforcement ayant dégagé un IP de 0,60, sont celles qui visaient l'analyse du projet et de son renforcement, soient celles qui correspondent à l'ordre de travail pour le devis de construction. Énergir précise qu'elle utilise initialement ces données pour apprécier l'impact de l'investissement sur ses tarifs. Par la suite, elle effectue une évaluation limitée au projet afin de déterminer si une contribution financière est requise. Énergir dépose une analyse financière révisée du projet et précise que cela n'a pas d'impact sur les résultats du Plan de développement *a priori*<sup>96</sup>.

---

<sup>89</sup> Dossier R-4136-2020, décision [D-2020-164](#), p. 8, par. 19.

<sup>90</sup> Pièce [B-0006](#), R. 1.1.

<sup>91</sup> Décision [D-2021-156](#), annexe 1.

<sup>92</sup> Pièce [B-0093](#), annexe 4.

<sup>93</sup> Pièce [B-0189](#), R. 1.1.

<sup>94</sup> Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 34, par. 105.

<sup>95</sup> Pièce [B-0189](#), R. 1.3.

<sup>96</sup> Pièce [B-0189](#), annexe Q-1.3.1.



[125] Dans le cadre de ce suivi, la Régie vise à s'assurer du respect de la méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau.

[126] La Régie constate que la Liste porte sur 3 840 projets et que, pour chacun de ces projets, le Distributeur présente le marché visé, les coûts, le nombre de clients, le statut et le type de projet en plus de fournir un numéro d'identification<sup>97</sup>.

[127] Sur la base des paramètres de la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau présentés à la décision D-2019-176<sup>98</sup>, la Régie a examiné l'information déposée pour les huit projets retenus à l'annexe 4 de la pièce B-0093<sup>99</sup> ainsi que les informations additionnelles fournies par Énergir en réponse aux DDR de la Régie<sup>100,101</sup>. **À la suite de cet examen, la Régie est d'avis que le Distributeur respecte la méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau sur la base des projets retenus.**

[128] **Ainsi, la Régie prend acte du suivi de la décision D-2021-156 portant sur le suivi aléatoire annuel relatif à certains projets signés inférieurs au seuil prévu au *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* et s'en déclare satisfaite.**

#### 2.4.2 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2018 *A POSTERIORI* APRÈS TROIS ANS

[129] Énergir présente une analyse de la rentabilité *a posteriori* du plan de développement 2018 pour les marchés « Résidentiel » et « Affaires » ainsi que les sources des écarts significatifs observés entre les résultats *a priori* et *a posteriori* après trois ans<sup>102</sup>.

[130] Globalement, le marché Résidentiel enregistre des résultats inférieurs *a posteriori* comparativement aux résultats *a priori*. L'IP et le point mort tarifaire *a posteriori* sont

---

<sup>97</sup> Pièce [B-0003](#), annexe 1.

<sup>98</sup> Dossier R-3867-2013, Phase 3, décision [D-2019-176](#), p. 8, par. 20.

<sup>99</sup> Pièce [B-0093](#), annexe 4.

<sup>100</sup> Pièce [B-0006](#).

<sup>101</sup> Pièce [B-0189](#).

<sup>102</sup> Pièce [B-0094](#), p. 8 à 12.

respectivement en baisse de 1,56 à 1,28 et en hausse de 11,76 à 19,77 ans, selon la grille tarifaire réelle.

[131] Quant au marché « Affaires », les résultats sont également inférieurs avec un IP *a posteriori* en baisse de 3,44 à 2,75, selon la grille tarifaire réelle.

[132] Énergir précise que les résultats observés sur ces deux marchés sont attribuables principalement à une hausse des investissements et à une baisse des volumes du segment des nouveaux clients.

**[133] La Régie prend acte du suivi relatif à la rentabilité *a posteriori* après trois ans du plan de développement 2018 pour les marchés « Résidentiel » et « Affaires » et s'en déclare satisfaite.**

#### ***Suivi de la décision D-2021-082***

[134] Dans sa décision D-2021-082<sup>103</sup>, la Régie demande à Énergir de l'informer du développement de l'optimisation de la production des suivis *a posteriori* dans le cadre du dossier du rapport annuel 2020-2021.

[135] Énergir anticipe quelques gains modestes à moyen terme quant à l'optimisation de la production du rapport *a posteriori* à la suite de l'implantation de son nouveau programme « SAP ». Elle s'attend notamment à ce que la répartition des données réelles par année de revenus requis soit facilitée, bien que cette répartition ne représente qu'une portion des manipulations nécessaires à l'évaluation de la rentabilité. D'autres mesures visant à optimiser la production du rapport *a posteriori* seront évaluées avant que la suspension temporaire de l'obligation de produire aussi un rapport après six ans ne soit échu<sup>104</sup>.

[136] Par ailleurs, Énergir a identifié des pistes d'allègement qu'elle a implantées dès cette année. Énergir apporte certains ajustements à la méthode de calcul de la rentabilité des ajouts de charge et indique qu'elle ne présente plus les résultats de la rentabilité selon la grille tarifaire d'origine.

---

<sup>103</sup> Dossier R-4136-2020, décision [D-2021-082](#), p. 31, par. 106.

<sup>104</sup> Pièces [B-0094](#), p. 3 et [B-0201](#), p. 12, réponse 6.1.

### ***Méthodologie allégée pour les ajouts de charge***

[137] Énergir a revu la méthodologie utilisée pour mesurer les ventes en ajouts de charge dans le but de réduire le temps nécessaire pour la production des résultats, tout en conservant un niveau de précision suffisant permettant d'apprécier l'impact des ajouts de charge sur la rentabilité des marchés « Résidentiel » et « Affaires ». Énergir soumet qu'il s'agit d'un changement à certaines hypothèses de calcul favorisant l'optimisation de la production du suivi *a posteriori*<sup>105</sup>.

[138] Énergir souligne que la méthodologie utilisée au cours des dernières années pour mesurer les ventes en ajouts de charge est longue et complexe, en plus de représenter environ dix jours de travail.

[139] Afin de mesurer les ventes en ajouts de charge *a posteriori*, Énergir utilisait des données réelles pour les premières années et des données estimées pour les années subséquentes. Selon la nouvelle méthodologie, elle mesure la rentabilité des ajouts de charge en utilisant les volumes signés après effritement pour chacun des clients dont la vente n'a pas été annulée depuis<sup>106</sup>.

[140] La FCEI partage l'avis d'Énergir quant à la faible utilité de rechercher une trop grande précision des ajouts de volumes et de revenus réels, considérant le faible niveau d'investissements en ajouts de charge au secteur résidentiel couplé à une rentabilité positive ainsi que la très forte rentabilité au secteur affaires<sup>107</sup>.

**[141] La Régie prend acte des changements à la méthodologie permettant d'évaluer la rentabilité des ajouts de charge. La Régie considère qu'il s'agit de changements de forme qui ne remettent pas en cause la rentabilité *a posteriori* du plan de développement des ventes.**

---

<sup>105</sup> Pièce [B-0201](#), p. 13, réponse 6.4.

<sup>106</sup> Pièce [B-0094](#), p. 5, Tableau 1.

<sup>107</sup> Pièce [C-FCEI-0016](#), p. 2.

### ***Retrait des résultats selon la grille tarifaire d'origine***

[142] Dans le cadre du Rapport annuel de l'année 2011, Énergir avait proposé de remplacer les tarifs réels par les tarifs d'origine pour l'évaluation de la rentabilité *a posteriori*. Cependant, dans sa décision D-2012-071<sup>108</sup>, la Régie demande à Société en commandite Gaz Métro (aujourd'hui Énergir) de présenter également la rentabilité en utilisant les tarifs réels en précisant que « *c'est la rentabilité réelle du plan de développement qui affecte le tarif* ». Par conséquent, le Distributeur produisait deux ensembles de résultats pour la rentabilité *a posteriori*.

[143] Afin d'alléger la production des suivis *a posteriori*, Énergir cesse d'évaluer les résultats selon les tarifs d'origine. Énergir présentera dorénavant uniquement les résultats selon les tarifs réels<sup>109</sup>.

[144] La FCEI estime que la rentabilité basée sur les tarifs d'origine demeure pertinente et devrait être maintenue. Elle rappelle que dans sa décision D-2012-071, au paragraphe 65, la Régie mentionnait l'importance de pouvoir identifier les facteurs ayant fait évoluer la rentabilité entre le prospectif et le réel. La FCEI soumet que le tarif constitue un facteur déterminant de l'évolution de la rentabilité. Le seul moyen d'en identifier l'effet réside dans la production de deux analyses, l'une basée sur les tarifs d'origine et l'autre basée sur les tarifs courants. L'utilisation du tarif d'origine permet également d'apprécier la qualité des prévisions, cette position étant d'ailleurs celle défendue par Énergir dans le cadre de ladite décision<sup>110</sup>.

**[145] La Régie considère que le maintien des deux ensembles de résultats, basés sur les tarifs réels et les tarifs d'origine, n'est pas nécessaire afin de porter un jugement sur la qualité des prévisions et de confirmer la rentabilité du Plan de développement *a posteriori*. Par conséquent, la Régie prend acte du retrait de la production des résultats selon la grille tarifaire d'origine.**

**[146] La Régie prend acte du suivi relatif à la décision D-2021-082 et s'en déclare satisfaite.**

---

<sup>108</sup> Dossier R-3782-2011, décision [D-2012-071](#), p. 18, par. 64 à 66.

<sup>109</sup> Pièces [B-0208](#), p. 4, réponse 1.4. et [B-0094](#), p. 8.

<sup>110</sup> Pièce [C-FCEI-0014](#), p. 2 et 3.

### 2.4.3 PROGRAMMES COMMERCIAUX

#### 2.4.4 FLEXIBILITÉ TARIFAIRE

[147] Énergir demande à la Régie de lui permettre de ne plus déposer les tableaux de suivi du programme de flexibilité tarifaire si aucune aide financière n'est versée au cours d'une année donnée. Elle soumet qu'aucun rabais n'a été octroyé en 2020-2021 pour préserver des volumes de gaz naturel par rapport au mazout ou à la biénergie<sup>111</sup>.

[148] Énergir indique qu'elle continuera à faire le suivi du programme au rapport annuel.

[149] **Considérant l'absence d'activité au niveau du programme au cours des dernières années<sup>112</sup>, la Régie autorise Énergir à ne plus déposer les tableaux relatifs au programme de flexibilité tarifaire lorsqu'il n'y a aucune aide versée au cours d'une année donnée.**

#### 2.4.5 COMPTE D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES (CASEP)

[150] Énergir indique que 335 clients ont bénéficié du CASEP pour une somme totale de 654 601 \$ en 2020-2021. L'ensemble des projets ont atteint le point mort tarifaire (PMT) après un an grâce à l'utilisation du CASEP comparativement à un PMT de 4,8 ans sans les aides financières du CASEP.

[151] En outre, en permettant le remplacement du mazout léger par du gaz naturel, le CASEP a généré une réduction de 2 420 tonnes d'émissions de CO<sub>2</sub><sup>113</sup>.

---

<sup>111</sup> Pièce [B-0095](#), p. 3 et annexe 1.

<sup>112</sup> Dossier R-4151-2021, pièce [B-0013](#), p. 2.

<sup>113</sup> Pièce [B-0095](#), p. 3 et annexe 2.

#### 2.4.6 RAPPORTS DÉTAILLÉS DES PROGRAMMES PRC ET PRRC

[152] Énergir présente le rapport détaillé des programmes de rabais à la consommation (PRC) et celui de rétention de la clientèle par voie de rabais à la consommation (PRRC) pour l'année 2020-2021 et demande à la Régie d'en prendre acte<sup>114</sup>.

[153] Énergir a versé 11,6 M\$ et 7,0 M\$ en aides financières respectivement pour le PRC et le PRRC. Le total de ces montants représente une hausse globale de 2,3 M\$ par rapport à celui autorisé de 16,2 M\$ dans le cadre du dossier tarifaire. Les écarts de 0,5 M\$ et 1,8 M\$ observés au PRC et au PRRC s'expliquent respectivement par des projets d'envergure signés au cours des années antérieures et par l'initiative « Relance »<sup>115</sup> du PRRC.

[154] Les aides au PRC ont permis l'ajout de 3 206 nouveaux clients ou des ajouts de charge, tandis que celles au PRRC ont permis le maintien de 6 281 clients.

#### 2.4.7 PRRC « RELANCE »

[155] Conformément à la décision D-2021-082, Énergir présente le suivi du PRRC « Relance » relatif aux aménagements apportés aux programmes commerciaux en lien avec la pandémie de COVID-19. Énergir avait avisé la Régie de la bonification temporaire et exceptionnelle de l'aide financière du PRRC de 50 % du montant de la subvention offerte par le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) lorsqu'un client optait pour un appareil éligible<sup>116</sup>.

[156] Ainsi, entre le 1<sup>er</sup> octobre 2020 et le 31 mars 2021, Énergir a signé pour 1 883 800 \$ de PRRC « Relance », permettant à 699 clients actuels de remplacer leurs appareils au gaz naturel par des appareils à haute efficacité.

**[157] La Régie prend acte du suivi concernant le PRRC « Relance » relatif aux aménagements faits en lien avec la Pandémie de COVID-19.**

---

<sup>114</sup> Pièce [B-0095](#), p. 4 à 27 et annexes 3 à 7.

<sup>115</sup> Pièce [B-0160](#), p. 1 et 6, note c.

<sup>116</sup> Dossier R-4136-2020, décision [D-2021-082](#), p. 54, par. 211 et pièce [B-0097](#).

[158] **La Régie prend acte des suivis relatifs au programme de flexibilité tarifaire, au CASEP, au PRC et au PRRC et s'en déclare satisfaite.**

### 3. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

#### 3.1 RAPPORT ANNUEL DES PROGRAMMES ET DES ACTIVITÉS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[159] Énergir fait état du fait que, pour une troisième année consécutive, elle a atteint la cible prévue au Plan directeur 2018-2023 (le Plan directeur). Comparativement aux économies annuelles nettes prévues de 41,1 Mm<sup>3</sup>, les programmes du PGEÉ procurent 104 % de la cible, soit une réduction de 42,8 Mm<sup>3</sup> de gaz naturel ou 82 275 tonnes de GES<sup>117</sup>.

[160] Ces résultats découlent d'un taux de participation de 85 %, ou 7 241 participants bruts. Les coûts totaux des différents programmes s'élèvent à 28,76 M\$, soit 50 541 \$ de plus que le montant autorisé par la Régie<sup>118</sup>. Par ailleurs, les résultats du test du coût total en ressources confirment la rentabilité des programmes du PGEÉ dans leur ensemble pour l'année 2020-2021<sup>119</sup>.

[161] La Régie constate que les résultats du PGEÉ ont dépassé la cible des économies d'énergie fixée par le Plan directeur et que les suivis du PGEÉ sont conformes à ses décisions. De plus, la Régie est satisfaite des explications des écarts présentés dans le rapport du PGEÉ ainsi que les précisions fournies en réponse à ses DDR.

[162] **Par conséquent, la Régie prend acte des résultats du PGEÉ 2020-2021 et s'en déclare satisfaite.**

---

<sup>117</sup> Pièce [B-0090](#), p. 2.

<sup>118</sup> Pièce [B-0090](#), p. 3 et 4, tableaux 3 et 4.

<sup>119</sup> Pièce [B-0090](#), p. 5, tableau 6.

### 3.1.1 ÉTABLISSEMENT DES FRAIS REPORTÉS RELATIFS AU PGEÉ

[163] Énergir présente le suivi des comptes de frais reportés (CFR) relatifs au PGEÉ<sup>120</sup>. En ce qui a trait aux frais d'exploitation, Énergir constate un écart en fin d'exercice de 300 K\$, lequel a été transféré dans un CFR en vue d'être remis à la clientèle et intégré aux tarifs de l'année 2023. En ce qui a trait aux aides financières, malgré un versement légèrement plus élevé que prévu de 351 K\$, le solde d'ouverture du CFR *PGEÉ - Subventions* est inférieur de 5,6 M\$ par rapport au niveau anticipé, ce qui se traduit par une baisse du coût de service de 850 K\$. Énergir indique que ce solde a été imputé dans un CFR à remettre aux clients et qu'il sera intégré dans les tarifs de l'année 2023<sup>121</sup>.

[164] La Régie constate que l'établissement des frais reportés relatifs aux dépenses d'exploitation et aux aides financières du PGEÉ est conforme aux modalités approuvées dans la décision D-2020-145<sup>122</sup>.

### 3.1.2 RAPPORTS D'ÉVALUATION

[165] Dans sa décision D-2019-088<sup>123</sup>, la Régie précise ce qui suit relativement au dépôt annuel des rapports d'évaluation du PGEÉ :

*« [407] La Régie demande à Énergir, Gazifère et HQD, pour les différents types d'évaluation et d'études portant sur le bénévolat et pour la mise à jour des coûts évités de gaz naturel, prévus à l'année « n » dans leur calendrier d'évaluation respectif, de mettre en place les moyens nécessaires pour que leurs rapports finaux, soient complétés dans un délai maximal de 12 mois à partir de la fin de l'année ' n-1 ' .*

*[408] Ces rapports devront être déposés à la Régie de façon administrative dans les meilleurs délais, en vue de leur examen dans le cadre du rapport annuel portant sur l'année « n », déposé à l'année « n +1 ». Le cas échéant, les paramètres*

---

<sup>120</sup> Pièce [B-0089](#).

<sup>121</sup> Pièce [B-0036](#), p. 1, col. 3, l. 19.

<sup>122</sup> Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 12, par. 33.

<sup>123</sup> Dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#), p. 114, par. 407 et 408.



*d'impact énergétiques et monétaires révisés seront mis à jour dans ce rapport annuel portant sur l'année « n »* ». [nous soulignons]

[166] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir propose que les rapports d'évaluation soient dorénavant présentés lors du dépôt du rapport annuel, soit en décembre de chaque année<sup>124</sup>. Énergir maintiendrait l'intégration des paramètres révisés découlant des travaux d'évaluation dans les résultats du PGEÉ présentés aux rapports annuels, en conformité avec la décision D-2019-088.

[167] La Régie juge que l'examen des rapports d'évaluation dans le cadre du dossier du rapport annuel serait facilité si ces derniers étaient versés au dossier, au lieu d'être déposés de façon administrative. Effectivement, en déposant les rapports d'évaluation lors du dépôt du rapport annuel, la preuve concernant le PGEÉ sera complète avant la rencontre d'information et les demandes d'intervention. Cette modification au cadre dans lequel les rapports d'évaluation devront être déposés ne remplace pas les autres obligations d'Énergir prévues aux paragraphes 407 et 408 de la décision D-2019-088.

**[168] La Régie demande à Énergir à déposer les rapports d'évaluation du PGEÉ lors du dépôt du rapport annuel, au lieu de les déposer de façon administrative.**

### **3.1.3 LE COMPTE D'AIDE AU SOUTIEN SOCIAL (CASS)**

[169] Le Distributeur présente les informations permettant à la Régie de prendre connaissance de l'évolution du CASS ainsi que des montants imputés dans le CFR – CASS au 30 septembre 2021<sup>125</sup>.

**[170] La Régie prend acte du suivi du CASS.**

[171] Dans sa décision D-2020-158<sup>126</sup>, la Régie se déclare satisfaite de la proposition d'Énergir d'arrimer les programmes du CASS et du volet ménage à faible revenu du PGEÉ,

---

<sup>124</sup> Pièce [B-0189](#), p. 21, R. 12.1.

<sup>125</sup> Pièce [B-0096](#).

<sup>126</sup> Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-158](#), p. 24, par. 83.

permettant ainsi à un plus grand nombre de clients de se qualifier pour les deux programmes.

[172] La Régie constate que selon le suivi de l'application des modalités d'arrimage, les efforts d'Énergir pour élargir l'accès des ménages à faible revenu aux programmes qui leur sont destinés n'ont pas eu d'impact en 2021. En effet, certains clients ont été dirigés vers le CASS ou à un programme du PGEÉ, mais aucun client n'y a participé<sup>127</sup>.

**[173] La Régie prend acte du suivi de la décision D-2020-158 concernant les modalités d'arrimage des programmes du CASS et du volet ménage à faible revenu du PGEÉ.**

#### 4. MISE À JOUR DES COÛTS MARGINAUX DE PRESTATION DE SERVICES LONG TERME

[174] Énergir indique que les coûts marginaux de prestation de services long terme (CMPSLT) présentement en vigueur ont été approuvés par la décision D-2018-158<sup>128</sup> relative à l'année tarifaire 2018-2019. Elle précise que dans le cadre des rapports annuels 2018 et 2019<sup>129</sup>, elle avait recommandé le maintien des CMPSLT et qu'aucune pièce relative à ce sujet n'a été déposée dans le cadre du rapport annuel 2020.

[175] Au présent dossier, Énergir mentionne avoir effectué une analyse des activités sous-jacentes aux différentes rubriques de coûts du CMPSLT selon les données disponibles dans le cadre du rapport annuel 2021 et elle présente les résultats obtenus<sup>130</sup>. Malgré les impacts peu significatifs de ces résultats par rapport aux CMPLST présentement utilisés et l'impact quasi nul sur chacun des marchés, Énergir considère tout de même pertinent d'effectuer la mise à jour dans le but d'utiliser des données à jour et de refléter avec plus de justesse sa réalité opérationnelle actuelle.

---

<sup>127</sup> Pièce [B-0091](#).

<sup>128</sup> Dossier R-4018-2017, décision [D-2018-158](#), p. 77, par. 305.

<sup>129</sup> Dossiers R-4079-2018, pièce [B-0029](#) et R-4114-2019, pièce [B-0027](#).

<sup>130</sup> Pièce [B-0031](#), p. 3 à 8, tableaux 1 à 3.

## *Opinion de la Régie*

[176] Dans la décision D-2017-092<sup>131</sup>, la Régie fixait l'ensemble des CMPSLT qu'elle retenait à compter de la date de cette décision, pour les extensions de réseau et les ajouts de charge. Elle indiquait également que des mises à jour périodiques de la valeur des paramètres pourraient être proposées par Énergir dans le cadre des dossiers de rapport annuel.

[177] En réponse à une DDR, Énergir confirme que les modifications demandées aux CMPSLT consistent seulement en une mise à jour de la valeur de paramètres et ne comporte aucun changement relatif à la méthodologie de détermination des CMPSLT<sup>132</sup>.

**[178] Compte tenu que la mise à jour demandée est conforme à la décision D-2017-092 et qu'elle vise certains paramètres sans modifier la méthodologie de détermination, la Régie prend acte du suivi de la mise à jour des CMPSLT et autorise l'application des taux relatifs aux extensions de réseau et des ajouts de charges présentés aux tableaux 1, 2 et 3 de la pièce B-0031 à compter de l'année financière 2022-2023.**

## 5. SUIVIS

### 5.1 SUIVIS DES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT

[179] Énergir présente le suivi annuel des projets suivants :

- franchise pour desservir les territoires des régions du Bas-Saint-Laurent, de la Gaspésie et de la Côte Nord<sup>133</sup>;
- projet d'extension de réseau dans les MRC des Appalaches et de Beauce-Sartigan<sup>134</sup>;

---

<sup>131</sup> Décision [D-2017-092](#).

<sup>132</sup> Pièce [B-0189](#), p. 22, réponse 13.1.

<sup>133</sup> Pièce [B-0107](#).

<sup>134</sup> Pièce [B-0108](#).

- projet de relocalisation de la conduite de gaz naturel pour le projet du service rapide par bus Pie-IX<sup>135</sup>;
- projet d'investissement visant l'extension de réseau pour la desserte en gaz naturel de Métaux BlackRock Inc. et de la zone industrialo-portuaire de Saguenay<sup>136</sup>;
- projet de mise en place d'une solution informatique pour la gestion des interventions de service (Mobilité)<sup>137</sup>;
- projet de remplacement du compresseur d'évaporation de l'usine LSR<sup>138</sup>;
- projet de remplacement d'un poste de livraison à Contrecoeur<sup>139</sup>;
- projet d'extension de réseau entre Saint-Henri et Montmagny<sup>140</sup>;
- projet visant le renforcement des réseaux de transmission de l'Estrie et de la Montérégie<sup>141</sup>;
- projet d'extension de réseau à Richmond<sup>142</sup>;
- projet visant le doublage de la conduite située entre Saint-Flavien et Saint-Nicolas<sup>143</sup>;
- projet de modernisation de la planification des ressources de l'entreprise (PRE) et de la migration vers la solution SAP S/4HANA<sup>144</sup>.

[180] **La Régie prend acte des suivis précédents des projets d'investissement et s'en déclare satisfaite.**

[181] Énergir présente le suivi annuel des projets suivants et demande la suspension du suivi :

- projet d'extension de réseau jusqu'à la municipalité de La Corne jusqu'à la mise en gaz éventuelle de la conduite<sup>145</sup>;

---

<sup>135</sup> Pièce [B-0110](#).

<sup>136</sup> Pièce [B-0115](#).

<sup>137</sup> Pièce [B-0119](#).

<sup>138</sup> Pièce [B-0121](#).

<sup>139</sup> Pièce [B-0126](#).

<sup>140</sup> Pièce [B-0128](#).

<sup>141</sup> Pièce [B-0130](#).

<sup>142</sup> Pièce [B-0135](#).

<sup>143</sup> Pièce [B-0137](#).

<sup>144</sup> Pièce [B-0139](#).

<sup>145</sup> Pièce [B-0106](#).

- projet de réfection des infrastructures gazières de la rue Sainte-Catherine Ouest jusqu'à la reprise de la portion de travaux de la phase 2<sup>146</sup>.

[182] **La Régie prend acte des suivis annuels de ces projets et s'en déclare satisfaite.**

[183] En ce qui a trait au projet d'extension de réseau jusqu'à la municipalité de La Corne, Énergir demande à la Régie de lui permettre de suspendre le suivi au rapport annuel jusqu'à ce que de nouvelles dépenses soient prévues ou encourues pour finaliser le projet<sup>147</sup>. Elle soumet que cette proposition vise des objectifs de saine administration des ressources et d'allègement réglementaire compte tenu des circonstances propres à ce projet.

[184] La Régie constate qu'une grande partie du projet a été complétée et est fonctionnelle, et que la portion restante des coûts projetés prévus, pour les travaux éventuels de la mise en gaz de la conduite, est évaluée à 331 000 \$. La Régie note également que la mise en gaz de la conduite ne sera pas réalisée à court terme. **Par conséquent, la Régie suspend l'obligation d'Énergir de déposer un suivi annuel pour ce projet jusqu'à ce que de nouvelles dépenses soient prévues ou encourues pour la mise en gaz de la conduite.**

[185] **Concernant le projet de réfection des infrastructures gazières de la rue Sainte-Catherine Ouest, la Régie suspend l'obligation d'Énergir de déposer le suivi annuel du projet jusqu'à la reprise de la portion de travaux de la phase 2.**

[186] Énergir présente le suivi annuel des projets suivants et demande d'y mettre fin :

- projet de construction d'un bâtiment sur le site de l'usine LSR<sup>148</sup>;
- projet d'extension de réseau à Saint-Rémi et Sainte-Clotilde<sup>149</sup>;
- projet de desserte en gaz naturel d'une nouvelle usine de Kruger à Sherbrooke<sup>150</sup>;
- programme de modernisation PRE, volet RH<sup>151</sup>;
- projet de réfection des infrastructures gazières de la rue Peel<sup>152</sup>;

---

<sup>146</sup> Pièce [B-0113](#).

<sup>147</sup> Pièce [B-0189](#), R. 6.4.

<sup>148</sup> Pièce [B-0112](#).

<sup>149</sup> Pièce [B-0117](#).

<sup>150</sup> Pièce [B-0123](#).

<sup>151</sup> Pièce [B-0125](#).

<sup>152</sup> Pièce [B-0132](#).

- projet de relocalisation de la conduite du pont d'étagement de l'autoroute Côte-de-Liesse au-dessus de l'autoroute Chomedey<sup>153</sup>.

[187] **La Régie prend acte des suivis annuels précédents des projets d'investissements d'Énergir et l'autorise à y mettre fin, considérant que les conditions établies dans sa décision D-97-25<sup>154</sup> ont été satisfaites.**

## 5.2 PROJET D'EXTENSION DE RÉSEAU À SAINT-RÉMI ET SAINTE-CLOTILDE

[188] En mai 2019, la Régie rendait la décision D-2019-054<sup>155</sup>, approuvant le projet d'extension de réseau à Saint-Rémi et Sainte-Clotilde (le projet St-Rémi/Ste-Clotilde), conformément à la décision D-2018-080 portant sur la méthodologie d'évaluation des projets d'extension de réseau<sup>156</sup>.

[189] Lors du dépôt de la demande initiale du projet d'investissement, la Régie constatait que le projet St-Rémi/Ste-Clotilde dégageait un IP de 0,97<sup>157</sup>, et donc, ne satisfaisait pas au critère de rentabilité *a priori* établi dans la décision D-2018-080 pour les projets d'investissement supérieurs au seuil, soit l'obtention d'un IP d'au moins 1,0 estimé à partir uniquement des revenus engagés contractuellement.

[190] De plus, la Régie constatait que le projet St-Rémi/Ste-Clotilde en était un de développement économique régional ayant obtenu un financement important du gouvernement et dont la balance des coûts était assumée par Énergir. Étant donné que la rentabilité et la viabilité du projet dépendent en grande partie des revenus générés par celui-ci, la Régie constatait également que ceux-ci reposaient principalement sur un seul client<sup>158</sup>.

[191] La Régie indiquait être d'avis que chaque projet régional d'extension de réseau doit être évalué individuellement afin de déterminer s'il peut faire l'objet d'un traitement

---

<sup>153</sup> Pièce [B-0133](#).

<sup>154</sup> Dossier R-3371-97, décision [D-97-25](#).

<sup>155</sup> Dossier R-4077-2018, décision [D-2019-054](#).

<sup>156</sup> Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#).

<sup>157</sup> Dossier R-4077-2018, pièce [B-0022](#), p. 6 et 7.

<sup>158</sup> Dossier R-4077-2018, décision [D-2019-054](#), p. 15, par. 49.

exceptionnel. Conséquemment, la Régie a jugé que le projet St-Rémi/Ste-Clotilde répondait à des caractéristiques particulières permettant un traitement exceptionnel, lors du processus d'évaluation, conformément au paragraphe 357 de la décision D-2018-080<sup>159</sup>.

[192] Au regard du contexte de la réalisation du projet<sup>160</sup>, la Régie constate que la faillite du principal client et son rachat subséquent par d'autres intérêts se sont accompagnés de volumes moins élevés que prévus, ainsi que de dépassements de coûts ayant affecté la rentabilité du projet. Au 30 septembre 2021, les coûts finaux du projet, assumés par Énergir, représentent 7 M\$, soit 2,3 M\$ de plus que le budget initialement prévu, dégageant un IP de 0,44. Son impact tarifaire projeté s'élève à 5,3 M\$ sur 40 ans, comparativement au 236 K\$ initialement estimé.

[193] Dans le cadre de projets futurs d'extension de réseau dont la rentabilité est assurée par l'ajout d'un client majeur ou d'un nombre limité de clients additionnels, la Régie juge qu'il y a lieu d'examiner, dans le cadre du processus d'évaluation de ces projets, l'ajout de critères afin d'exiger des clients engagés contractuellement des garanties supplémentaires. Cet examen a pour objectif de mitiger les risques potentiels qui peuvent se matérialiser lors de la réalisation de projets présentant des caractéristiques similaires et qui pourraient avoir un impact direct sur la clientèle d'Énergir.

**[194] En conséquence, dans le cadre du dossier tarifaire 2023-2024, la Régie demande à Énergir de lui présenter une proposition intégrant des critères de garanties additionnelles aux projets d'extension de réseau, supérieurs au seuil, possédant des caractéristiques particulières qui exigent un traitement exceptionnel conformément au paragraphe 357 de la décision D-2018-080<sup>161</sup>, afin d'assurer la rentabilité et la viabilité de tels projets à moyen et à long terme.**

---

<sup>159</sup> Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 84, par. 357.

<sup>160</sup> Dossier R-4114-2019, pièce [B-0117](#); et dossier R-4136-2020, pièce [B-0120](#).

<sup>161</sup> Décision [D-2018-080](#), p. 84, par. 357.

### 5.3 AUTRES SUIVIS ANNUELS À LA SUITE DE DÉCISIONS DE LA RÉGIE

[195] Énergir présente les suivis annuels suivants, à la suite de décisions de la Régie :

- suivi relatif aux conventions, méthodes et pratiques comptables utilisées lors de l'établissement du présent rapport annuel ainsi qu'aux taux d'amortissement intérimaires (décisions D-2020-097<sup>162</sup> et D-2020-145<sup>163</sup>);
- suivi des montants versés au CFR relatif au processus de consultation règlementaire (décision D-2016-191<sup>164</sup>);
- suivi relatif à l'analyse comparative du nombre moyen de clients, des volumes normalisés et des revenus de distribution (décisions D-2014-165 et D-2020-097)<sup>165</sup>;
- suivi relatif à la compensation pour la réservation de GM GNL à l'usine LSR (décision D-2020-158)<sup>166</sup>;
- suivi relatif à la diversification des indices d'achats de fourniture LSR (décisions D-2014-064 et D-2016-156)<sup>167</sup>;
- suivi relatif à la stratégie de gestion des retraits et injections au site d'entreposage d'Enbridge Gas (décisions D-2014-077 et D-2020-097)<sup>168</sup>;
- suivi relatif à l'approvisionnement en gaz naturel renouvelable à la Ville de Saint-Hyacinthe (décision D-2015-107)<sup>169</sup>;
- suivi relatif au niveau de saturation du réseau par région (décision D-2020-097)<sup>170</sup>;
- suivi relatif au tableau des contrats d'approvisionnement existants en transport (décision D-2019-124)<sup>171</sup>;
- suivi relatif aux transactions conclues en vertu de l'initiative d'approvisionnement responsable en gaz naturel (décision D-2019-141)<sup>172</sup>;

---

<sup>162</sup> Dossier D-4114-2029, décision [D-2020-097](#), p. 19, par. 56

<sup>163</sup> Dossier D-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 17, par. 59.

<sup>164</sup> Dossier R-3970-2016, décision [D-2016-191](#), p. 18, par. 43.

<sup>165</sup> Pièce [B-0052](#).

<sup>166</sup> Pièce [B-0057](#).

<sup>167</sup> Pièces [B-0074](#) et B-0075 (sous pli confidentiel).

<sup>168</sup> Pièce [B-0166](#).

<sup>169</sup> Pièces [B-0079](#) et B-0080 (sous pli confidentiel).

<sup>170</sup> Pièce [B-0081](#).

<sup>171</sup> Pièce [B-0082](#).

<sup>172</sup> Pièce [B-0086](#) et B-0087 (sous pli confidentiel).



- suivi relatif à l'aménagement des *Conditions de service et Tarif* et des programmes commerciaux en lien avec la COVID-19 (décision D-2021-082)<sup>173</sup>.

[196] **La Régie prend acte de ces suivis et s'en déclare satisfaite.**

#### **5.4 SUIVI RELATIF AU COMPTE DE FRAIS REPORTÉS POUR LES ACHATS ET LES REVENUS DU GAZ NATUREL RENOUVELABLE (GNR) (DÉCISION D-2019-107)**

[197] En suivi du paragraphe 336 de la décision D-2021-158<sup>174</sup>, Énergir indique que la pièce portant sur le CFR relatif à l'écart de prix d'acquisition du GNR, tel que requis en suivi de la décision D-2019-107<sup>175</sup>, n'a pas été déposé dans le présent dossier. Selon Énergir, la Régie souhaite dorénavant qu'un suivi mensuel plutôt qu'annuel lui soit soumis à cet égard.

[198] Le Distributeur réfère à sa lettre datée du 17 décembre 2021<sup>176</sup>, accompagnant le rapport mensuel du prix de la fourniture de gaz naturel pour le mois de janvier 2022, où il est indiqué que ce nouveau suivi relatif au CFR sera intégré au rapport mensuel de février 2022.

[199] Énergir considère que le suivi de la décision D-2019-107 se rapporte à l'examen au fond de l'établissement du tarif GNR, soit à l'étape C du dossier R-4008-2017, plutôt qu'à un suivi récurrent au dossier du rapport annuel. L'examen au fond du tarif GNR ayant pris fin avec la décision D-2021-158, Énergir comprend que le suivi n'est plus requis, du moins tel que soumis par le passé au rapport annuel.

[200] La Régie est d'avis que le suivi annuel du CFR relatif à l'écart de prix d'acquisition du gaz naturel renouvelable demeure pertinent dans le cadre du rapport annuel. De fait, la Régie juge que la décision D-2021-158 n'a pas mis fin au suivi de la décision D-2019-107.

---

<sup>173</sup> Pièce [B-0103](#).

<sup>174</sup> Dossier R-4008-2017, décision [D-2021-158](#), par. 336, p. 76.

<sup>175</sup> Dossier R-4008-2017, décision [D-2019-107](#), R-4008-2017, par. 159, p. 39.

<sup>176</sup> Pièce [B-0007](#), p. 2 et [Correspondance Énergir, Coût du gaz au 17 décembre 2021](#).

**La Régie demande à Énergir de maintenir ce suivi et de le déposer lors du prochain rapport annuel.**

## **5.5 SUIVIS RELATIFS AU SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE (SPEDE)**

[201] Dans sa décision D-2014-171<sup>177</sup>, la Régie précisait le niveau de détail requis quant au suivi des résultats réels des activités d'Énergir relatives au SPEDE et des indices de suivi y afférents, tant au niveau des prix que des volumes<sup>178</sup>.

[202] Dans sa décision D-2016-191, la Régie demande au Distributeur de :

*« [p]réserver dans le cadre des rapports annuels, les principaux éléments des ententes conclues de gré à gré pour les transactions d'achats de crédits compensatoires et d'unité d'émissions, ainsi qu'une comparaison avec le prix de vente aux enchères »<sup>179</sup>.*

[203] Énergir présente, pour chacune des périodes de conformité, la stratégie d'achat approuvée par la Régie, les transactions effectuées, les indices de suivi relatifs au SPEDE, ainsi que l'obligation de conformité pour la période 2018-2020<sup>180</sup>.

**[204] La Régie prend acte des suivis des décisions D-2014-171 et D-2016-191 relatifs respectivement aux indices du SPEDE et aux principaux éléments des ententes conclues de gré à gré pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2020 au 30 septembre 2021 et s'en déclare satisfaite.**

---

<sup>177</sup> Dossier R-4151-2021, décision [D-2014-171](#).

<sup>178</sup> Pièces [B-0098](#), p. 3 et B-0099 (sous pli confidentiel).

<sup>179</sup> Dossier R-3970-2016, décision [D-2016-191](#).

<sup>180</sup> Pièces [B-0098](#), p. 4 et B-0099 (sous pli confidentiel).

## 6. DEMANDES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

[205] Énergir demande à la Régie d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion de certaines pièces et de certains renseignements<sup>181</sup>. Au soutien de ces demandes, elle dépose huit déclarations sous serment<sup>182</sup>.

[206] L'article 30 de la Loi prévoit ce qui suit :

*« La Régie peut interdire ou restreindre la divulgation, la publication ou la diffusion de renseignements ou de documents qu'elle indique, si le respect de leur caractère confidentiel ou l'intérêt public le requiert ».*

[207] Cet article constitue une exception à la règle générale du caractère public des débats devant la Régie. Selon cette règle, il incombe à celui qui demande une ordonnance de traitement confidentiel de faire la preuve que les renseignements visés par sa demande ont un caractère confidentiel qui doit être respecté.

[208] Aux fins de la présente décision, la Régie prend en considération la nature des renseignements visés par les demandes et le préjudice auquel Énergir serait exposée, selon les déclarations sous serment déposées au dossier.

[209] La Régie dresse, ci-dessous, la liste des pièces et des informations visées par les demandes d'ordonnance de traitement confidentiel d'Énergir et réfère aux déclarations sous serment visées, ainsi que la durée demandée pour le traitement confidentiel.

---

<sup>181</sup> Pièce [B-0197](#).

<sup>182</sup> Pièces [B-0010](#), [B-0011](#), [B-0012](#), [B-0013](#), [B-0014](#), [B-0198](#), [B-0199](#) et [B-0209](#).

**TABLEAU 6**  
**LISTE DES PIÈCES ET INFORMATIONS FAISANT L'OBJET DE**  
**DEMANDES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL**

<b>Pièce ou information faisant l'objet d'une demande de traitement confidentiel</b>	<b>Déclaration sous serment</b>	<b>Durée demandée pour le traitement confidentiel</b>
<p><b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-3, document 1</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièce <a href="#">B-0021</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0022</li> </ul>	Pièce <a href="#">B-0011</a>	10 ans
<p><b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-6, document 3</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièce <a href="#">B-0037</a>, révisée <a href="#">B-0160</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0038, révisée B-0161</li> </ul>	Pièce <a href="#">B-0010</a>	Jusqu'à ce que le projet visé soit complété
<p><b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-6, document 6</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièce <a href="#">B-0041</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0042</li> </ul>	Pièce <a href="#">B-0014</a>	Durée indéterminée
<p><b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-9, document 2, à la page 2</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièce <a href="#">B-0053</a>, révisée <a href="#">B-0163</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0054, révisée B-0164</li> </ul>	Pièce <a href="#">B-0013</a>	10 ans
<p><b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-9, document 2, à la page 7</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièce <a href="#">B-0053</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0054</li> </ul>	Pièce <a href="#">B-0013</a>	Durée indéterminée
<p><b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-9, document 6</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièce <a href="#">B-0058</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0059</li> </ul> <p><b><u>Pièce Énergir-9, document 7</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièce déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0060</li> </ul>	Pièce <a href="#">B-0012</a>	10 ans
<p><b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-12, document 2</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièce <a href="#">B-0072</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0071</li> </ul> <p><b><u>Pièce Énergir-12, document 3</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièce déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0073</li> </ul> <p><b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-12, document 4</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièce <a href="#">B-0074</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0075</li> </ul> <p><b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-12, document 6 (sauf l'annexe 6)</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièce <a href="#">B-0077</a>, révisée <a href="#">B-0167</a> et <a href="#">B-0203</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0078, révisée B-0168 et B-0204</li> </ul>	Pièce <a href="#">B-0013</a>	10 ans
<p><b><u>Annexe 6 de la pièce Énergir-12, document 6</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièce <a href="#">B-0077</a>, révisée <a href="#">B-0167</a> et <a href="#">B-0203</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0078, révisée B-0168 et B-0204</li> </ul> <p><b><u>Informations caviardées des pièces Énergir-12, document 7</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièce <a href="#">B-0079</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0080</li> </ul>	Pièce <a href="#">B-0013</a>	Durée indéterminée

<p><b><u>Informations caviardées des pièces Énergir-12, document 13</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièce <a href="#">B-0086</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0087</li> </ul>	Pièce <a href="#">B-0013</a>	10 ans
<p><b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-15, document 1</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièce <a href="#">B-0098</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0099</li> </ul> <p><b><u>Pièce Énergir-15, document 2</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièce déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0100</li> </ul>	Pièce <a href="#">B-0014</a>	Durée indéterminée
<p><b><u>Informations caviardées des pièces Énergir-20, document 1 et Énergir-21, document 1</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièces <a href="#">B-0108</a> et <a href="#">B-0110</a>, déposées sous pli confidentiel aux pièces B-0109 et B-0111</li> </ul> <p><b><u>Informations caviardées des pièces Énergir-23, document 1 à Énergir-28, document 1</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièces <a href="#">B-0113</a>, <a href="#">B-0115</a>, <a href="#">B-0117</a> (révisée <a href="#">B-0185</a>), <a href="#">B-0119</a>, <a href="#">B-0121</a> et <a href="#">B-0123</a>, déposées sous pli confidentiel aux pièces B-0114, B-0116, B-0118 (révisée B-0184), B-0120, B-0122 et B-0124</li> </ul> <p><b><u>Informations caviardées des pièces Énergir-30, document 1 à Énergir-32, document 1</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièces <a href="#">B-0126</a>, <a href="#">B-0128</a> (révisée <a href="#">B-0187</a>) et <a href="#">B-0130</a>, déposées sous pli confidentiel aux pièces B-0127, B-0129 (révisée B-0186) et B-0131)</li> </ul> <p><b><u>Informations caviardées des pièces Énergir-34, document 1 à Énergir-37, document 1</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièces <a href="#">B-0133</a>, <a href="#">B-0135</a>, <a href="#">B-0137</a> et <a href="#">B-0139</a>, déposées sous pli confidentiel aux pièces B-0134, B-0136, B-0138 et B-0140</li> </ul>	Pièce <a href="#">B-0010</a>	Jusqu'à ce que le projet soit complété
<p><b><u>Pièces Énergir-38, document 1 à Énergir-48, document 1</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièces déposées sous pli confidentiel aux pièces B-0141, B-0142, B-0143, B-0144, B-0145, B-0146, B-0147, B-0148, B-0149, B-0150 et B-0151</li> </ul>	Pièce <a href="#">B-0011</a>	10 ans
<p><b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-50, document 1 : réponse à la question 9.1</u></b></p> <p>Pièce <a href="#">B-0189</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0188</p>	Pièce <a href="#">B-0010</a>	Jusqu'à ce que le projet soit complété
<p><b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-50, document 1 : réponse à la question 14.4</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièce <a href="#">B-0189</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0188</li> </ul>	Pièce <a href="#">B-0013</a>	Durée indéterminée
<p><b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-50, document 1 : réponse à la question 15.1</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièce <a href="#">B-0189</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0188</li> </ul>	Pièce <a href="#">B-0209</a>	10 ans
<p><b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-51, document 1 : réponse à la question 5.8</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièce <a href="#">B-0191</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0190</li> </ul>	Pièce <a href="#">B-0013</a>	Durée indéterminée

<p><b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-52, document 1 : réponse à la question 3.1</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièce <a href="#">B-0201</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0202</li> </ul>	Pièce <a href="#">B-0013</a>	10 ans
<p><b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-52, document 1 : annexe à la question 1.1</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièce <a href="#">B-0201</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0202</li> </ul>	Pièce <a href="#">B-0198</a>	Durée indéterminée
<p><b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-52, document 1 : annexe à la question 4.1</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pièce <a href="#">B-0201</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0202</li> </ul>	Pièce <a href="#">B-0199</a>	Durée indéterminée

[210] **Après examen des motifs énoncés aux déclarations sous serment de la deuxième colonne du tableau ci-dessus, la Régie juge que les motifs invoqués par Énergir justifient l'émission des ordonnances demandées à l'égard des pièces et des informations identifiées à la première colonne du tableau.**

[211] **La Régie accueille donc les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel d'Énergir relatives à ces pièces et ces informations et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion, pour les périodes précisées à la troisième colonne du tableau.**

[212] Par ailleurs, la Régie est d'avis que les demandes de traitement confidentiel, constituant l'exception, doivent être restreintes dans le temps et comporter une certaine limite quant à leur durée. La Régie invite Énergir à s'assurer que de telles demandes de traitement confidentiel prévoient une durée déterminée lorsqu'elles sont déposées préalablement à l'exercice de conformité dans un rapport annuel.

## 7. FRAIS DES INTERVENANTS

[213] La FCEI demande le paiement de frais encourus pour sa participation au présent dossier, dont le montant totalise 17 159,68 \$.

[214] Énergir n'a pas de commentaires à formuler à l'égard de la demande de paiement de frais de la FCEI.

### *Cadre juridique et principes applicables*

[215] Selon l'article 36 de la Loi, la Régie peut, notamment, ordonner au Distributeur de payer tout ou une partie des frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations.

[216] Le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*<sup>183</sup> et le *Guide de paiement des frais des intervenants 2020*<sup>184</sup> (le Guide) encadrent les demandes de paiement de frais que la Régie peut payer ou ordonner de payer, sans limiter son pouvoir discrétionnaire de juger de l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations et du caractère nécessaire et raisonnable des frais encourus.

[217] La Régie évalue le caractère nécessaire et raisonnable des frais réclamés en tenant compte des critères prévus à l'article 11 du Guide. Elle évalue également l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations en tenant compte des critères prévus à l'article 12 du Guide. Le remboursement des taxes est effectué en fonction du statut fiscal de chaque intervenant.

### *Frais réclamés, frais admissibles et frais octroyés*

[218] La Régie a reçu la demande de paiement de frais de la FCEI, selon les modalités prévues au Guide. Les frais réclamés par la FCEI sont jugés admissibles.

[219] La Régie juge que les frais réclamés par la FCEI sont raisonnables et que sa participation a été utile à ses délibérations. **Conséquemment, la Régie octroie à la FCEI la totalité des frais réclamés.**

[220] Le tableau suivant présente les frais réclamés par la FCEI, les frais admissibles et les frais octroyés par la Régie, incluant les taxes.

---

<sup>183</sup> [RLRQ, c. R-6.01, r. 4.1.](#)

<sup>184</sup> [Guide de paiement des frais des intervenants 2020.](#)

TABLEAU 7  
FRAIS RÉCLAMÉS, ADMISSIBLES ET OCTROYÉS

INTERVENANT	FRAIS RÉCLAMÉS (\$)	FRAIS ADMISSIBLES (\$)	FRAIS OCTROYÉS (\$)
FCEI	17 159,68	17 159,68	17 159,68
<b>TOTAL</b>	<b>17 159,68</b>	<b>17 159,68</b>	<b>17 159,68</b>

[221] **Vu ce qui précède,**

La Régie de l'énergie :

**ACCUEILLE PARTIELLEMENT** la demande d'Énergir;

**PREND ACTE** qu'au cours de la période de douze mois se terminant le 30 septembre 2021, Énergir a réalisé un revenu net d'exploitation permmissible établi à partir du taux pondéré du coût du capital de 6,30 % de 142,6 M\$, sur une base de tarification moyenne de 2 263,5 M\$, et un revenu net d'exploitation réel de 124,0 M\$;

**PREND ACTE** du suivi de la décision D-2016-191 relatif au processus de consultation règlementaire;

**PREND ACTE** que, conformément à la décision D-2019-141<sup>185</sup> :

- les associés et la clientèle d'Énergir se partageront le trop-perçu de 0,51 M\$ relié au service de distribution;
- un manque à gagner de 17,1 M\$ relié au service de transport sera assumé par la clientèle;
- un manque à gagner de 8,0 M\$ relié au service d'équilibrage sera assumé par la clientèle;

---

<sup>185</sup> Dossier R-4076-2018, décision [D-2019-141](#).



- un manque à gagner de 0,81 M\$ relié au service de fourniture sera assumé par la clientèle;
- un trop-perçu de 0,20 M\$ relié au SPEDE sera remboursé à la clientèle.

**PREND ACTE** qu'Énergir a droit à une bonification de 0,06 M\$ reliée aux transactions d'optimisation financière;

**PREND ACTE** de l'atteinte, par Énergir, d'un pourcentage global moyen de réalisation des indices de qualité de service de 100 %;

**PREND ACTE** des résultats du PGEÉ 2020-2021;

**PREND ACTE** du suivi de la décision D-2016-191 relatif au processus de consultation règlementaire;

**PREND ACTE** du suivi de la décision D-2020-158 concernant les modalités d'arrimage des programmes du Compte d'aide au soutien social et du volet ménage à faible revenu du PGEÉ;

**PREND ACTE** du suivi de la décision D-2017-041;

**PREND ACTE** des résultats du suivi du CASS;

**PREND ACTE** des suivis relatifs au programme de flexibilité tarifaire, au CASEP, au PRC et au PRRC;

**AUTORISE** Énergir à ne plus déposer les tableaux relatifs au programme de flexibilité tarifaire lorsqu'il n'y a aucune aide versée dans une année donnée;

**PREND ACTE** du suivi concernant le PRRC « Relance » relatif aux aménagements faits en lien avec la Pandémie de COVID-19;

**PREND ACTE** du suivi de la mise à jour des coûts marginaux de prestation de services long terme et **AUTORISE** l'application de ceux proposés pour les extensions de réseau et les ajouts de charge à compter de l'année financière 2022-2023;

**AUTORISE** Énergir à mettre fin aux suivis énoncés ci-après :

- suivi relatif au projet de construction d'un bâtiment sur le site de l'usine LSR;
- suivi relatif au projet d'extension de réseau à Saint-Rémi et Sainte-Clotilde;
- suivi relatif au projet de desserte en gaz naturel d'une nouvelle usine de Kruger à Sherbrooke;
- suivi relatif au programme de modernisation PRE, volet RH;
- suivi relatif au projet de réfection des infrastructures gazières de la rue Peel;
- suivi relatif au projet de relocalisation de la conduite du pont d'étagement de l'autoroute Côte-de-Liesse au-dessus de l'autoroute Chomedey;

**AUTORISE** Énergir à suspendre les suivis annuels énoncés ci-après :

- suivi relatif au projet d'extension de réseau jusqu'à la municipalité de La Corne jusqu'à ce que de nouvelles dépenses soient prévues ou encourues par Énergir pour finaliser le projet;
- suivi relatif au projet de réfection des infrastructures gazières de la rue Sainte-Catherine Ouest jusqu'à la reprise de la portion de travaux de la phase 2.

**APPROUVE**, en vertu de l'article 81 de la Loi, le contrat-cadre ainsi que les transactions en matière d'approvisionnement gazier conclus avec des sociétés apparentées au cours de l'année 2020-2021, tels que présentés à la pièce B-0203 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0204);

**ACCUEILLE** les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel des pièces et informations indiquées à la première colonne du tableau 6 de la présente décision et **INTERDIT** leur divulgation, leur publication et leur diffusion pour les durées spécifiées à la troisième colonne du même tableau;

**ORDONNE** à Énergir de se conformer à tous les autres éléments décisionnels énoncés dans la présente décision.

Simon Turmel  
Régisseur

Françoise Gagnon  
Régisseur

Pierre Dupont  
Régisseur

# ANNEXE

**Annexe (1 page)**

**S. T.**

**F. G.**

**P. D.**

## LISTE DES ACRONYMES

ANR	activités non réglementées
CASEP	compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes
CASS	compte d'aide au soutien social
CFR	compte de frais reportés
CST	conditions de service et tarif
CMPSLT	coûts marginaux de prestation de services long terme
DDR	demande de renseignements
FCEI	Fédération canadienne de l'entreprise indépendante
FTSH	Firm Transportation Short Haul
GES	gaz à effet de serre
GM GML	Gaz Métro GNL
GNL	gaz naturel liquéfié
IP	indice de profitabilité
LSR	liquéfaction, stockage et regazéification
MRC	municipalités régionales de comté
PGEE	plan global en efficacité énergétique
PMD	petit et moyen débits
PMT	point mort tarifaire
PRC	programme de rabais à la consommation
PRE (ERP)	planification des ressources de l'entreprise, traduction française du terme <i>ERP (Enterprise Resource Planning)</i>
PRRC	programme de rétention de la clientèle par voie de rabais à la consommation
SAP S/4HANA	solution PRE la plus récente et moderne de SAP
SPEDE	système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission
TRI	taux de rendement interne