

# DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2024-118

R-4257-2024

21 novembre 2024

---

## PRÉSENTS

François Émond  
Esther Falardeau  
Michel Simard  
Régisseurs

---

**Énergir, s.e.c.**  
Demanderesse

et

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

---

**Décision sur le fond et les tarifs finaux de l'année 2024-2025  
ainsi que sur les demandes de paiement de frais**

***Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de  
modification des Conditions de service et Tarif  
d'Énergir, s.e.c., à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2024.***



**Demanderesse :**

**Énergir, s.e.c.**

**représentée par M<sup>es</sup> Philip Thibodeau et Marie Lemay Lachance.**

**Intervenants :**

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

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

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

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

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

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

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

**représenté par M<sup>e</sup> Geneviève Paquet;**

**Option consommateurs (OC)**

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

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

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

**Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétique (RTIEÉ)**

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

## TABLE DES MATIÈRES

<b>LISTE DES ACRONYMES .....</b>	<b>6</b>
<b>LISTE DES SIGNES CONVENTIONNELS.....</b>	<b>6</b>
<b>1 INTRODUCTION .....</b>	<b>7</b>
<b>2 CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE .....</b>	<b>9</b>
<b>3 COMPÉTENCE DE LA RÉGIE EN MATIÈRE D'APPROBATION DES PROGRAMMES DU PGEÉ.....</b>	<b>9</b>
<b>3.1 DEMANDE D'ÉNERGIR .....</b>	<b>9</b>
<b>3.2 POSITION DES INTERVENANTS.....</b>	<b>11</b>
<b>3.3 OPINION DE LA RÉGIE.....</b>	<b>11</b>
<b>3.3.1 LOI CONCERNANT LA MISE EN ŒUVRE DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE 2030 ET MODIFIANT DIVERSES DISPOSITIONS LÉGISLATIVES .....</b>	<b>12</b>
<b>3.3.2 LOI VISANT PRINCIPALEMENT LA GOUVERNANCE EFFICACE DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET À FAVORISER L'ÉLECTRIFICATION .....</b>	<b>13</b>
<b>3.3.3 LOI ÉDICTANT LA LOI SUR LA PERFORMANCE ENVIRONNEMENTALE DES BÂTIMENTS ET MODIFIANT DIVERSES DISPOSITIONS EN MATIÈRE DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ...</b>	<b>16</b>
<b>3.3.4 OPINION DE LA RÉGIE.....</b>	<b>19</b>
<b>4 TEST DU COÛT SOCIAL .....</b>	<b>22</b>
<b>4.1 SUIVI ET PROPOSITION D'ÉNERGIR .....</b>	<b>22</b>
<b>4.1.1 VALEURS DU COÛT SOCIAL DU CARBONE.....</b>	<b>24</b>
<b>4.1.2 VALEUR DU TAUX NOMINAL SOCIAL D'ACTUALISATION .....</b>	<b>25</b>
<b>4.1.3 AJOUT DU TCS .....</b>	<b>26</b>
<b>4.2 POSITION DES INTERVENANTS .....</b>	<b>27</b>
<b>4.3 OPINION DE LA RÉGIE .....</b>	<b>28</b>
<b>5 SUIVIS DE DÉCISIONS .....</b>	<b>30</b>
<b>5.1 DÉCISION D-2024-105 - COMPTE D'ÉCART LIÉ À L'ACQUISITION DE GSR.....</b>	<b>30</b>

5.2	DÉCISION D-2019-141 - PRINCIPES ET MÉTHODES D'ÉVALUATION SUIVIS DANS L'ÉTABLISSEMENT DU COÛT DE SERVICE.....	31
5.3	DÉCISION D-2024-113 - CODE DE CONDUITE DU DISTRIBUTEUR RÉGISSANT LES TRANSACTIONS ENTRE APPARENTÉS DU GROUPE CORPORATIF .....	31
5.4	DÉCISIONS D-2019-141, D-2020-145 ET D-2021-140 - COÛTS DE CATÉGORIE A ET BASE DE TARIFICATION MENSUELLE, PAR POINT DE RÉCEPTION .....	32
5.5	OPINION DE LA RÉGIE.....	33
6	MISE À JOUR DES INFORMATIONS RELATIVES À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS FINAUX DE L'ANNÉE 2024-2025 .....	35
6.1	PRIX DE FOURNITURE DU GSR ET FRAIS DE SOCIALISATION DU GSR.....	35
6.2	TARIF DE RÉCEPTION .....	36
6.3	ENTRÉE EN VIGUEUR DES TARIFS POUR L'ANNÉE 2024-2025 .....	37
7	TEXTE DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF .....	37
8	FRAIS DES INTERVENANTS .....	38
8.1	CADRE JURIDIQUE ET PRINCIPES APPLICABLES .....	38
8.2	FRAIS RÉCLAMÉS, ADMISSIBLES ET OCTROYÉS .....	39
8.3	OPINION DE LA RÉGIE.....	39
9	RECTIFICATION DE LA DÉCISION D-2024-113 .....	40
	DISPOSITIF: .....	41

## LISTE DES ACRONYMES

BNÉ	bénéfices non énergétiques
CMC	capacité maximale contractuelle
CSC	coût social du carbone
CST	<i>Conditions de service et Tarif</i>
CTBM	Centre de traitement de la Biomasse de la Montérégie
EPA	<i>Environmental Protection Agency of the United States</i>
GES	gaz à effet de serre
GNR	gaz naturel renouvelable
GSR	gaz de source renouvelable
PGÉE	plan global en efficacité énergétique
TCS	test du coût social
TCTR	test du coût total en ressources
TEQ	Transition énergétique Québec
TNSA	taux nominal social d'actualisation
VAN	valeur actuelle nette

## LISTE DES SIGNES CONVENTIONNELS

¢	centime
\$	dollar canadien
M	méga (million)
m <sup>3</sup>	mètre cube

## 1 INTRODUCTION

[1] Le 28 mars 2024, Énergir, s.e.c., (Énergir ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) en vertu des articles 31, 32, 34, 48, 49, 52, 72, 73 et 74 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi)<sup>1</sup>, une demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des CST à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2024. Cette demande est amendée à quelques reprises par la suite.

[2] Les 9 avril, 17 mai et 11 juin 2024, la Régie rend ses décisions procédurales D-2024-031, D-2024-048 et D-2024-054<sup>2</sup>.

[3] Le 8 août 2024, par sa décision D-2024-084<sup>3</sup>, la Régie approuve le tarif de réception au point de réception CTBM révisé pour l'année 2023-2024 ainsi que le tarif de réception au point de réception WAGA (Cowansville) pour le reste de l'année 2023-2024. Elle fixe leur entrée en vigueur aux 28 mars et 3 juillet 2024 respectivement.

[4] Le 23 août 2024, par sa décision D-2024-091<sup>4</sup>, la Régie fixe de façon provisoire à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2024, les taux, le nombre maximum de jours d'interruption et les grilles tarifaires soumis pour approbation. Elle approuve également les modifications proposées aux articles 11.1.3.8, 11.4, 13.1.4, 13.1.5 et 14.4.6 des CST.

[5] Le 5 septembre 2024, Énergir dépose une 5<sup>e</sup> demande réamendée.

[6] Du 5 au 11 septembre 2024, la Régie tient une audience.

[7] Le 3 octobre 2024, la Régie rend sa décision D-2024-102<sup>5</sup> portant sur les propositions de modifications aux pièces du rapport annuel et la contrepartie partielle de la normalisation, applicables à compter du rapport annuel 2024.

---

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

<sup>2</sup> Décisions [D-2024-031](#), [D-2024-048](#) et [D-2024-054](#).

<sup>3</sup> Décision [D-2024-084](#).

<sup>4</sup> Décision [D-2024-091](#).

<sup>5</sup> Décision [D-2024-102](#).

[8] Du 8 au 15 octobre 2024, les intervenants déposent leur demande de paiement de frais. Énergir les commente le 23 octobre 2024. Le ROEE répond aux commentaires d'Énergir le 29 octobre 2024.

[9] Le 4 novembre 2024, la Régie rend sa décision D-2024-113<sup>6</sup> sur les conclusions recherchées par Énergir dans la 5<sup>e</sup> demande réamendée, à l'exception du suivi portant sur le TCS. Elle précise toutefois que les motifs liés à sa décision à l'égard des demandes de modifications à certaines modalités de programmes du PGEÉ suivront.

[10] Le 12 novembre 2024, Énergir dépose une 6<sup>e</sup> demande réamendée portant sur la mise à jour des informations au dossier en suivi de la décision D-2024-113, le texte des CST, en versions française et anglaise, ainsi que sur les modalités de l'entente particulière convenue avec un client grande entreprise du service continu afin qu'il réduise sa consommation en journée de fine pointe pour l'hiver 2024-2025 (l'Entente).

[11] Le 13 novembre 2024, la Régie fixe les échéances pour l'examen des modalités de l'Entente<sup>7</sup>.

[12] Le 15 novembre 2024, Énergir dépose une 7<sup>e</sup> demande réamendée (la Demande)<sup>8</sup>, certaines pièces révisées et ses réponses aux DDR relatives à l'Entente.

[13] Dans la présente décision, la Régie expose ses motifs à l'égard de sa décision rendue sur les modalités de certains volets du PGEÉ. Elle se prononce également sur le TCS, les tarifs finaux pour l'année 2024-2025, les versions française et anglaise des CST, les suivis de la décision D-2024-113 et les demandes de paiement de frais des intervenants. De plus, la Régie rectifie le paragraphe 427 de la décision D-2024-113 afin de corriger une erreur d'écriture.

[14] La Régie se prononcera ultérieurement sur le service de pointe négocié pour l'année 2024-2025.

---

<sup>6</sup> Décision [D-2024-113](#). Le paragraphe 427 de cette décision est rectifié à la section 9 de la présente décision.

<sup>7</sup> Pièce [A-0049](#).

<sup>8</sup> Pièces [B-0215](#) et [B-0216](#).

## 2 CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE

[15] La Régie<sup>9</sup> ajoute le TCS à titre complémentaire aux tests économiques du PGEÉ afin d'élargir la perspective de la rentabilité des volets du PGEÉ au niveau sociétal. Elle maintient le TCTR avec BNÉ à titre décisionnel.

[16] La Régie approuve les versions française et anglaise du texte des CST déposées aux pièces B-0219 et B-0220 et fixe leur entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> décembre 2024 à l'exception des tarifs qui apparaissent au texte des CST, dont l'entrée en vigueur est fixée au 1<sup>er</sup> octobre 2024, tel que prévu à la section 6.3 de la présente décision.

## 3 COMPÉTENCE DE LA RÉGIE EN MATIÈRE D'APPROBATION DES PROGRAMMES DU PGEÉ

### 3.1 DEMANDE D'ÉNERGIR

[17] Dans sa 5<sup>e</sup> demande réamendée, Énergir indique:

20. Concernant le PGEÉ, Énergir demande notamment à la Régie :

a. d'approuver une augmentation de 0,2 M\$ à la marge du budget 2024-2025 de 60,0 M\$ déjà approuvé par la Régie au dossier R-4213-2022,

b. d'établir, aux fins de l'établissement des tarifs pour l'année 2024-2025, le budget global du PGEÉ à 60,2 M\$, incluant 54,0 M\$ en aides financières et 6,2 M\$ en dépenses d'exploitation,

c. d'approuver les modifications proposées aux modalités des volets existants d'aides financières pour les volets « Infrarouge », « Hotte à

---

<sup>9</sup> Dans les citations présentées aux sections suivantes, les notes de bas de page, les caractères gras du texte original et les liens hypertextes sont omis. Les soulignés sont ajoutés par la Régie.

débit variable », « Remise au point des systèmes mécaniques » et « Nouvelle construction »,

[...]

le tout tel qu'il appert de la pièce Énergir-J, Document 2<sup>10</sup>;

[18] Lors de l'audience<sup>11</sup>, la Régie a questionné Énergir quant au libellé de la conclusion recherchée en lien avec l'approbation de modifications proposées à certains volets, considérant, notamment, l'entrée en vigueur le 27 mars 2024 de la *Loi édictant la Loi sur la performance environnementale des bâtiments et modifiant certaines dispositions en matière de transition énergétique* (LPEB)<sup>12</sup>.

[19] Cette question s'inscrit dans le contexte où la LPEB prévoit certaines modifications à la Loi et à la *Loi sur le ministère du développement durable et des parcs* (LMDDEP)<sup>13</sup>, qui soulèvent des questions quant à l'application de l'article 85.41 de la Loi.

[20] Entre autres, la LPEB modifie la LMDDEP afin d'y prévoir l'article 10.2 selon lequel les distributeurs d'énergie doivent désormais soumettre au ministre, pour approbation, les programmes et mesures qu'ils proposent de mettre à la disposition de leur clientèle. L'article 10.2 prévoit également que les programmes et mesures doivent contenir les prévisions budgétaires pour la réalisation de celles-ci et que le ministre peut, avant d'approuver un programme ou une mesure, demander au distributeur assujéti d'apporter les modifications nécessaires

[21] Énergir<sup>14</sup> indique se questionner quant à la mécanique d'approbation applicable à ses programmes et mesures en efficacité énergétique à la suite de l'entrée en vigueur de l'article 10.2 de la LMDDEP. Elle mentionne être en transition, mais indique comprendre qu'il pourrait y avoir une double approbation de ses programmes et mesures; soit d'abord, une approbation de la part du ministre et par la suite, une approbation de la part de la Régie en vertu de l'article 85.41 de la Loi.

---

<sup>10</sup> Pièce [B-0185](#), p. 4.

<sup>11</sup> Pièce [A-0033](#), p. 12 et 13.

<sup>12</sup> [LQ 2024, c. 5](#).

<sup>13</sup> [RLRQ c. M-30.001](#). Désigné sous le nom de *ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs* depuis le 20 octobre 2022, [Décret 1645-2022](#).

<sup>14</sup> Pièce [A-0041](#), p. 53 à 55.

[22] Dans le cas où le ministre n'approuvait pas un programme, alors celui-ci ne serait pas soumis à la Régie pour approbation en vertu de l'article 85.41 de la Loi. Ainsi, afin qu'un programme puisse être réalisé, celui-ci devrait recevoir deux approbations. Cependant, Énergir indique demeurer prudente quant à son interprétation, considérant qu'il s'agit d'une période de transition et qu'elle attend des informations de la part du ministère quant à la façon dont s'opérera la demande d'approbation de ses programmes et mesures.

[23] Dans tous les cas, Énergir est d'avis que selon elle, le fait qu'une autre loi prévoit un pouvoir d'approbation ne fait pas perdre de pouvoirs à la Régie en cette matière.

### 3.2 POSITION DES INTERVENANTS

[24] Le GRAME<sup>15</sup>, le ROEE<sup>16</sup> et le RTIEÉ<sup>17</sup> partagent l'avis d'Énergir à l'effet que la Régie a la compétence d'approuver, en vertu de l'article 85.41 de la Loi, les modifications aux modalités d'aide financière des programmes telles que demandées par Énergir.

### 3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[25] Comme mentionné dans sa décision D-2024-113<sup>18</sup>, la Régie considère qu'il n'est pas requis qu'elle se prononce quant aux demandes d'Énergir d'approuver des modifications aux modalités de certains programmes en vertu de l'article 85.41 de la Loi, aux fins de l'exercice de sa compétence tarifaire prévue à l'article 49 de la Loi et ce, qu'il s'agisse de modifications ayant un impact tarifaire ou non.

[26] Afin de cerner comment s'articulent les pouvoirs de la Régie à l'égard des programmes et mesures en efficacité énergétique d'Énergir, et de l'apport financier

---

<sup>15</sup> Pièce [A-0044](#), p. 76.

<sup>16</sup> Pièce [A-0044](#), p. 145.

<sup>17</sup> Pièce [A-0044](#), p. 198.

<sup>18</sup> Décision [D-2024-113](#), p. 94.

nécessaire à leur réalisation, il est important d'examiner le contexte législatif historique dans lequel ces pouvoirs s'inscrivent.

### **3.3.1 LOI CONCERNANT LA MISE EN ŒUVRE DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE 2030 ET MODIFIANT DIVERSES DISPOSITIONS LÉGISLATIVES**

[27] Le 1<sup>er</sup> avril 2017 est entrée en vigueur la *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives*<sup>19</sup> (Loi de mise en œuvre). Cette loi édicte la *Loi sur Transition énergétique Québec*<sup>20</sup>. Conformément à sa loi constitutive, TEQ devait procéder à l'élaboration du Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétique (le Plan directeur) et le soumettre à la Table des parties prenantes afin qu'elle prépare un rapport. TEQ soumettait par la suite le Plan directeur au ministre des Ressources naturelles et de la Faune, accompagné du rapport de la Table des parties prenantes<sup>21</sup>.

[28] Si le Plan directeur était jugé conforme par le gouvernement, TEQ devait le soumettre à la Régie, aux fins de l'application de l'article 85.41 de la Loi. Le plan Directeur entré en vigueur à la suite de l'approbation et de l'avis de la Régie.

[29] La Loi de mise en œuvre a également édicté l'article 85.41 de la Loi, dans sa forme initiale, qui prévoit alors notamment que la Régie approuve les programmes et mesures des distributeurs (qui se retrouvent dans le Plan directeur) ainsi que l'apport financier nécessaire à leur réalisation :

85.41. Le plan directeur prévu par la Loi sur Transition énergétique Québec ([chapitre T-11.02](#)) est soumis à la Régie afin qu'elle approuve les programmes et les mesures qui sont sous la responsabilité des distributeurs d'énergie ainsi que l'apport financier nécessaire, réparti par forme d'énergie, à la réalisation de ceux-ci. La Régie peut approuver ces éléments avec ou sans modifications. Il en est de même pour toute révision de ce plan.

---

<sup>19</sup> [LQ 2016 c. 35.](#)

<sup>20</sup> [RLRQ c. T-11.02](#), maintenant abrogée.

<sup>21</sup> [Articles 8, 12 et 13](#) de de la *Loi sur Transition énergétique Québec*.

Il lui est aussi soumis afin qu'elle donne son avis sur la capacité du plan directeur à atteindre les cibles définies par le gouvernement en matière énergétique.

La Régie détermine la quote-part annuelle payable par les distributeurs d'énergie à Transition énergétique Québec conformément au règlement pris en vertu du paragraphe 11° du premier alinéa de l'article 114.

[30] La Régie peut alors approuver lesdits programmes et mesures avec ou sans modification.

[31] Cet exercice d'approbation des programmes et mesures en efficacité énergétique sous la responsabilité des distributeurs ainsi que de l'apport financier nécessaire à leur réalisation a été effectué dans le cadre du dossier R-4043-2018<sup>22</sup>.

### **3.3.2 LOI VISANT PRINCIPALEMENT LA GOUVERNANCE EFFICACE DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET À FAVORISER L'ÉLECTRIFICATION**

[32] Le 1<sup>er</sup> novembre 2020, la *Loi visant principalement la gouvernance efficace de la lutte contre les changements climatiques et à favoriser l'électrification*<sup>23</sup> (Loi sur la gouvernance) entre en vigueur. Cette loi établit que le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs<sup>24</sup> est d'office le conseiller du gouvernement en matière de lutte contre les changements climatiques et qu'il en assure la gouvernance intégrée à l'échelle gouvernementale<sup>25</sup>. Aussi, en vertu de l'article 46.3 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*<sup>26</sup>, le ministre devient responsable d'élaborer, de proposer et de mettre en œuvre une politique-cadre sur les changements climatiques.

---

<sup>22</sup> Dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#).

<sup>23</sup> [LQ 2020 c.19](#), issue du Projet de loi n° 44.

<sup>24</sup> Désigné maintenant sous le nom de *ministre de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs* depuis le 20 octobre 2022, [Décret 1645-2022](#).

<sup>25</sup> Article 10.1 de la *Loi sur le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs*.

<sup>26</sup> [RLRQ c. Q-2](#).

[33] La Loi sur la gouvernance confie également au ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles<sup>27</sup> la responsabilité d'assurer une gouvernance intégrée en matière de transition, d'innovation et d'efficacité énergétiques. En conséquence, la Loi sur la gouvernance abolit TEQ et confie au ministre la responsabilité d'élaborer le Plan directeur<sup>28</sup>. Elle prévoit également le contenu du Plan directeur, le processus d'autorisation gouvernementale ainsi que les modalités concernant son entrée en vigueur et sa mise en œuvre par l'introduction d'une section relative sur le Plan directeur à la *Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la Faune*<sup>29</sup>.

[34] Notons à cet effet l'article 17.1.3 de la *Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la Faune* introduit par la Loi sur la gouvernance, qui prévoit alors que les distributeurs d'énergie assujettis devaient désormais soumettre au ministre les programmes et mesures qu'ils proposent de mettre à la disposition de leur clientèle. Ce dernier pouvait alors demander à un distributeur d'apporter des modifications à un programme, à l'exception des programmes approuvés par la Régie en vertu de l'article 85.41 de la Loi :

17.1.3. Les ministères, les organismes et les distributeurs d'énergie assujettis doivent soumettre au ministre, dans le délai qu'il fixe, les programmes et les mesures qu'ils proposent de mettre à la disposition de leur clientèle pour une durée de cinq ans afin de permettre l'atteinte des cibles.

Les programmes et les mesures soumis doivent contenir une description des actions à réaliser, les prévisions budgétaires pour la réalisation de celles-ci, leur mode de financement ainsi qu'un calendrier de réalisation. Le ministre peut, afin d'assurer une cohérence entre les programmes et les mesures ou s'il considère que ces derniers ne permettront pas de répondre aux orientations, objectifs généraux et cibles, demander à un ministre, à un organisme ou à un distributeur d'énergie assujetti d'apporter les modifications nécessaires aux programmes et aux mesures dont il est responsable, à

---

<sup>27</sup> Désigné sous le nom de *ministre des Ressources naturelles et des Forêts* depuis le 20 octobre 2022, [Décret 1662-2022](#).

<sup>28</sup> Article 17.1.4 de la *Loi sur le ministère des ressources naturelles et de la Faune*.

<sup>29</sup> [RLRQ c. M-25.2](#).

l'exception de ceux approuvés en vertu de l'article 85.41 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01).

[35] Par ailleurs, La Loi sur la gouvernance maintenait la compétence de la Régie d'approuver les programmes et les mesures des distributeurs d'énergie prévus dans le Plan directeur, à l'exception des programmes et mesures ainsi que de l'apport financier du distributeur d'électricité. Cette approbation relevait maintenant du ministère des Ressources naturelles et de la Faune.

[36] La Loi sur la gouvernance retirait le pouvoir de la Régie de donner son avis sur la capacité du Plan directeur à atteindre les cibles en matière de transition, d'innovation et d'efficacité énergétiques<sup>30</sup>. Ainsi, la Loi sur la gouvernance a modifié l'article 85.41 de la Loi afin qu'il se lise ainsi :

85.41. Les programmes et les mesures des distributeurs d'énergie assujettis qui se retrouvent dans le plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques prévu par l'article 17.1.4 de la Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la Faune ([chapitre M-25.2](#)) ainsi que l'apport financier nécessaire, réparti par forme d'énergie, à la réalisation de ceux-ci sont soumis à la Régie, à l'exception des programmes et des mesures ainsi que de l'apport financier du distributeur d'électricité. La Régie peut les approuver avec ou sans modification. Il en est de même pour toute modification de ces programmes et mesures.

Toute modification à un programme ou à une mesure d'un distributeur d'énergie assujetti ainsi qu'à l'apport financier doit être approuvée par la Régie avant l'échéance du plan directeur.

Lorsqu'elle approuve un programme ou une mesure d'un distributeur d'énergie ainsi que son apport financier, la Régie peut y apporter les modifications qu'elle juge nécessaires. Il en est de même lorsqu'elle approuve une modification à ceux-ci.

---

<sup>30</sup> [Préambule du Projet de loi no 44](#), Loi visant principalement la gouvernance efficace de la lutte contre les changements climatiques et à favoriser l'électrification.

Un programme, une mesure ou l'apport financier approuvé ou modifié entre en vigueur à la date de leur approbation ou à la date fixée par la Régie.

[...].

### 3.3.3 LOI ÉDICTANT LA LOI SUR LA PERFORMANCE ENVIRONNEMENTALE DES BÂTIMENTS ET MODIFIANT DIVERSES DISPOSITIONS EN MATIÈRE DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

[37] Le 27 mars 2024 est entrée en vigueur la *Loi édictant la Loi sur la performance environnementale des bâtiments et modifiant diverses dispositions en matière de transition énergétique*<sup>31</sup> (Loi sur la performance des bâtiments).

[38] Cette loi modifie diverses lois, notamment afin de reprendre, dans la *Loi sur le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs*<sup>32</sup>(LMDDEP), des dispositions législatives relatives aux distributeurs d'énergie qui se trouvent actuellement dans la *Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la Faune*.

[39] Parmi ces modifications, notons l'abrogation des articles 17.1.1 et 17.1.3 à 17.1.12 de la *Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la Faune* relatifs au Plan directeur, retirant donc les responsabilités du ministre des Ressources naturelles et de la Faune<sup>33</sup> à cet égard.

[40] Ces responsabilités sont dévolues au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs<sup>34</sup> aux articles 10.2 à 10.6 de la LMDDEP. Aussi, désormais, une référence au Plan directeur devient une référence à la politique-cadre sur les changements climatiques visée à l'article 46.3 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*.

---

<sup>31</sup> [LQ 2024 c. 5](#), issue du Projet de loi n° 41.

<sup>32</sup> [RLRQ c. M-30.0001](#).

<sup>33</sup> Désigné sous le nom de *ministre des Ressources naturelles et des Forêts* depuis le 20 octobre 2022, [Décret 1662-2022](#).

<sup>34</sup> Désigné sous le nom de *ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs* depuis le 20 octobre 2022, [Décret 1645-2022](#).

[41] L'article 10.2 de la LMDDEP tel qu'adopté se lit ainsi :

10.2. Les distributeurs d'énergie assujettis doivent soumettre au ministre, pour approbation par celui-ci et dans le délai qu'il fixe, les programmes et les mesures qu'ils proposent de mettre à la disposition de leur clientèle pour une durée de cinq ans afin de permettre l'atteinte des cibles visées à l'article 17.1.2 de la Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la Faune (chapitre M-25.2).

Les programmes et les mesures soumis doivent contenir une description des actions à réaliser, les prévisions budgétaires pour la réalisation de celles-ci, leur mode de financement ainsi qu'un calendrier de réalisation.

Le ministre peut, avant d'approuver un programme ou une mesure et afin d'assurer une cohérence entre les programmes et les mesures ou s'il considère que ces derniers ne permettront pas de répondre aux orientations, objectifs généraux et cibles visés à l'article 17.1.2 de la Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la Faune, demander à un distributeur d'énergie assujetti d'apporter les modifications nécessaires aux programmes et aux mesures dont il est responsable.

Aux fins de l'application du présent article, on entend par «distributeur d'énergie assujetti» :

1° Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité;

2° un distributeur de gaz naturel visé à l'article 2 de la Loi sur la Régie de l'énergie ([chapitre R-6.01](#)).

[42] Notons que cet article reprend, en grande partie, le libellé de l'article 17.1.3 de la *Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la Faune*, en y retirant toutefois la dernière phrase qui reconnaissait le pouvoir d'approbation des programmes par la Régie en vertu de l'article 85.41 de la Loi. Il précise également que les distributeurs assujettis sont Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité, mais également un distributeur de gaz naturel au sens de la Loi.

[43] Par ailleurs, la Loi sur la performance des bâtiments modifie l'article 85.41 de la Loi afin, notamment, d'en retirer le 2<sup>e</sup> alinéa. Il se lit désormais ainsi :

85.41. Les programmes et les mesures dont sont responsables les distributeurs d'énergie assujettis en vertu de la Loi sur le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs ([chapitre M-30.001](#)) ainsi que l'apport financier nécessaire, réparti par forme d'énergie, à la réalisation de ceux-ci sont soumis à la Régie, à l'exception des programmes et des mesures ainsi que de l'apport financier du distributeur d'électricité. La Régie peut les approuver avec ou sans modification. Il en est de même pour toute modification de ces programmes et mesures.

Lorsqu'elle approuve un programme ou une mesure d'un distributeur d'énergie ainsi que son apport financier, la Régie peut y apporter les modifications qu'elle juge nécessaires. Il en est de même lorsqu'elle approuve une modification à ceux-ci.

Un programme, une mesure ou l'apport financier approuvé ou modifié entre en vigueur à la date de leur approbation ou à la date fixée par la Régie.

Pour l'application du présent article, la Régie tient notamment compte des orientations, objectifs généraux et cibles en matière de transition, d'innovation et d'efficacité énergétiques et des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret.

La Régie détermine et calcule la quote-part annuelle payable par les distributeurs d'énergie conformément au règlement pris en vertu de l'article 10.5 de la Loi sur le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs.

### 3.3.4 OPINION DE LA RÉGIE

[44] À la suite de l'examen du contexte historique législatif relatif à l'approbation des programmes et des mesures en efficacité énergétique et de l'apport financier nécessaire à leur réalisation, la Régie fait les constats suivants :

- Lors de l'abolition de TEQ, la responsabilité de l'élaboration du Plan directeur a été dévolue au ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles. La Régie a perdu son pouvoir principal de rendre un avis sur la capacité du Plan directeur à atteindre les cibles gouvernementales. Le ministre, en vertu de l'article 17.1.3 de la Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la Faune, pouvait demander aux distributeurs d'énergie d'apporter des modifications aux programmes et mesures, à l'exception de ceux approuvés en vertu de l'article 85.41 de la Loi. Le pouvoir d'approbation des programmes et mesure du distributeur d'électricité, ainsi que de leur apport financier, a été transféré de la Régie au gouvernement, sous la responsabilité du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles.
- L'article 17.1.5 de la *Loi sur le ministère des ressources naturelles et de la Faune* reconnaissait explicitement le pouvoir d'approbation incident de la Régie prévu à l'article 85.41 de la Loi et prévoyait la coexistence des pouvoirs exercés par la Régie, le ministre et le gouvernement. Il n'y avait qu'une seule approbation des programmes et des mesures des distributeurs et de leur apport financier par la Régie pour les distributeurs de gaz naturel et ce, en vertu de l'article 85.41 de la Loi. Les programmes et mesures d'Hydro-Québec, ainsi que leur apport financier, devaient être approuvés par le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles.
- L'article 10.2 de la LMDDEP, en vigueur depuis le mois de mars 2024, reprend les obligations prévues à l'article 17.1.3 de la *Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la Faune*. Or, contrairement à ce dernier article, l'article 10.2 de la LMDDEP prévoit explicitement que les programmes et mesures de tous les distributeurs, soit Hydro-Québec et les distributeurs de gaz naturel au sens de la Loi, sont soumis au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, aux fins de leur approbation. Il n'y a plus de coexistence prévue, le pouvoir d'approbation est dévolu au ministre.

- L'article 10.5 de la LMDDEP prévoit que le ministre détermine, pour une période de 5 ans, le montant de l'apport financier des distributeurs d'énergie.

[45] Ainsi, la Régie constate que la LMDDEP expose de façon claire le fait que le ministre a désormais le pouvoir d'approuver les programmes et mesures des distributeurs ainsi que l'apport financier nécessaire à leur réalisation, sans référer aux pouvoirs de la Régie exprimés à l'article 85.41 de la Loi afin de les distinguer. Notons par ailleurs qu'historiquement, une seule approbation des programmes et mesures sous la responsabilité aussi bien du distributeur d'électricité que des distributeurs de gaz naturel, ainsi que de l'apport financier nécessaire à leur réalisation, était nécessaire pour la mise en œuvre de ces programmes et mesures. Ce pouvoir d'approbation était dévolu à la Régie, ou encore, au ministre dans le cas du distributeur d'électricité à compter de l'entrée en vigueur de la Loi sur la gouvernance.

[46] Ce constat s'inscrit dans la cohérence du transfert des pouvoirs de TEQ en matière d'efficacité énergétique au ministre de l'Énergie et des ressources naturelles, puis finalement au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, qui dispose maintenant, en plus du pouvoir d'approbation des programmes et mesures en efficacité énergétique d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité et de leur apport financier, du même pouvoir d'approbation en ce qui a trait aux distributeurs de gaz naturel.

[47] Ce constat est également cohérent avec les propos tenus lors de l'étude détaillée du Projet de loi 41<sup>35</sup> au moment de l'examen de l'article 10.2 la LMDDEP, alors que le légiste du ministère de la justice précise que cet article reprend un mécanisme qui existe déjà ou qui est comparable à ce qui se retrouve actuellement dans la *Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la Faune* :

M. Woitrin (Pierre) : Mais, s'il s'agit de la définition... puis c'est là que peut-être il y aura des éclaircissements à apporter, là, mais en ce qui concerne vraiment 10.2, c'est presque du copier-coller de ce qu'on retrouve dans la Loi sur le MRNE, effectivement. Votre compréhension est exacte. Ça fait que ce sont des distributeurs d'énergie assujettis, tel que défini par l'article 10.2, au dernier alinéa. On a donc, « aux fins de

---

<sup>35</sup> [Journal des débats, commission des transports et de l'environnement](#), 20 février 2024.

l'application du présent article, on entend par distributeur d'énergie assujetti », et on les cite. Donc, on assujettit à certaines obligations qui sont à ce stade-ci, de soumettre au ministre pour approbation de celui-ci, donc, des programmes et mesures qu'ils entendent mettre à disposition de leur clientèle. Mais c'est une... un mécanisme qui existe déjà ou qui est très comparable à ce qu'on... à ce qu'on retrouve dans la Loi sur le MRNF, actuellement.

[48] La Régie comprend que ce mécanisme qui existe déjà en ce qui a trait aux programmes et mesures d'Hydro-Québec, ainsi que pour leur apport financier, est maintenant, en toute cohérence, applicable aux distributeurs de gaz naturel.

[49] Aussi, la Régie ne peut souscrire à l'hypothèse d'Énergir selon laquelle le nouveau contexte législatif prévoirait la nécessité d'une double approbation aux fins de la mise en œuvre des programmes et mesures en efficacité énergétique, en raison, notamment, de l'approbation unique historique des programmes et mesures, ainsi que de l'exercice de transfert, en deux temps, de ce pouvoir d'approbation.

[50] Cela étant, la Régie, dans le cadre de l'exercice de son pouvoir tarifaire prévu à l'article 49 de la Loi à l'égard de ces programmes et mesures et plus particulièrement des montants nécessaires à la réalisation de ceux-ci, doit déterminer, à la suite de leur examen, si ces derniers doivent être intégrés au revenu requis et ainsi être considérés à l'intérieur de tarifs justes et raisonnables.

[51] Considérant la modification récente du cadre législatif visant le transfert de compétences en matière d'approbation des programmes et des mesures en efficacité énergétique et de leur apport financier en ce qui a trait aux distributeurs de gaz naturel au ministre via l'article 10.2 de la LMDDEP, la Régie est d'avis qu'il n'est pas requis qu'elle se prononce quant aux demandes d'Énergir d'approuver des modifications aux modalités de certains volets du PGEÉ en vertu de l'article 85.41 de la Loi, aux fins de l'exercice de sa compétence tarifaire prévue à l'article 49 de la Loi et ce, qu'il s'agisse de modifications ayant un impact tarifaire ou non.

[52] La Régie est d'avis que cet exercice tarifaire s'inscrit dans un contexte visant à examiner, au présent dossier, les modifications aux programmes et mesures en efficacité énergétique, ainsi que la demande d'augmentation du budget de PGEÉ pour l'année

tarifaire 2025, dans l'optique de s'assurer que celles-ci sont justifiées aux fins de l'établissement des tarifs.

## 4 TEST DU COÛT SOCIAL

### 4.1 SUIVI ET PROPOSITION D'ÉNERGIR

[53] Dans la décision D-2023-127<sup>36</sup>, la Régie approuvait l'intégration des BNÉ dans le calcul du TCTR selon la méthodologie retenue par Énergir et désignait le TCTR avec BNÉ comme test de rentabilité décisionnel<sup>37</sup>.

[54] Dans cette même décision, la Régie demandait à Énergir de présenter, dans le cadre du présent dossier tarifaire, sa position à l'égard de l'ajout d'un TCS, en complément du TCTR avec BNÉ, ainsi que l'approche à favoriser.

[55] En suivi de cette décision, Énergir expose la méthode de calcul du TCS, et la compare au calcul du TCTR avec BNÉ au tableau suivant.

---

<sup>36</sup> Dossier R-4213-2022, décision [D-2023-127](#), p. 77 et 78.

<sup>37</sup> Pièce [B-0170](#), p. 38.

**TABLEAU 1**  
**COMPARAISON ENTRE LE TCTR AVEC BNÉ ET LE TCS POUR UN VOLET DU PGEÉ<sup>38</sup>**

	TCTR avec BNÉ	TCS
Coûts	VAN du surcoût net et des frais d'exploitation (\$)	idem
Bénéfices	Économies nettes (m <sup>3</sup> ) x VAN des coûts évités (\$/m <sup>3</sup> ) x (1+ % BNÉ <sup>1</sup> )	idem
Coût évité du carbone	basé sur le prix du marché du SPEDE	basé sur le coût social du carbone <sup>2</sup>
Taux d'actualisation nominal pour la détermination de la VAN	Taux du capital prospectif approuvé par la Régie au plus récent dossier tarifaire	Taux nominal social d'actualisation <sup>2</sup>

*Note 1 : Les BNÉ selon la perspective des participants et de l'administrateur de programme (pièce B-0170, p. 40).*

*Note 2 : Les BNÉ selon la perspective de la société (pièce B-0170, p. 41).*

[56] Sur la base de la plus récente étude concernant les coûts évités du gaz naturel d'Énergir, le Distributeur retient les coûts évités d'approvisionnement, de distribution et de réduction des émissions de GES. Ce dernier coût évité du carbone a été estimé selon le prix du marché du SPEDE dans le cadre de cette étude<sup>39</sup>.

[57] La méthodologie du TCTR avec BNÉ consiste à bonifier les coûts évités de gaz naturel par des ajouts génériques associés à chacune des initiatives du PGEÉ générant des économies de gaz naturel. Ces ajouts génériques couvrent les BNÉ des participants (par exemple le confort accru, l'amélioration de l'air intérieur, etc...) et les BNÉ de l'administrateur de programme (par exemple la réduction des risques liés à la planification de l'offre-demande). Par ailleurs, les BNÉ sociétaux ne sont pas intégrés au TCTR avec BNÉ.

[58] Le TCS comprend tous les coûts et les bénéfices du TCTR avec BNÉ, auxquels s'ajoutent les BNÉ selon la perspective de la société. Le TCS est ainsi similaire au TCTR avec BNÉ. Toutefois, le coût évité du carbone est représenté par un estimé du coût social du carbone (CSC) plutôt que par le prix du marché du SPEDE et le taux d'actualisation correspond au taux nominal social d'actualisation (TNSA) plutôt qu'au taux en capital prospectif approuvé par la Régie au plus récent dossier tarifaire.

<sup>38</sup> Tableau établi à partir de la pièce [B-0170](#), p. 42.

<sup>39</sup> Pièce [B-0170](#), p. 40, et dossier R-4209-2021, pièce [B-0105](#), 19 décembre 2022, Dunsy énergie + climat, p. 5.

#### 4.1.1 VALEURS DU COÛT SOCIAL DU CARBONE

[59] Le CSC est une mesure monétaire des dommages incrémentaux causés par les changements climatiques, à l'échelle planétaire, qui sont attendus d'une légère augmentation des émissions de GES, ou inversement, les dommages évités par une réduction des émissions de GES. Les estimations du CSC comprennent notamment les dommages sur la productivité agricole nette, les effets sur la santé humaine, les dommages matériels dus à l'augmentation des risques d'inondation, la perturbation des systèmes énergétiques, et la valeur des services écosystémiques.

[60] Énergir propose d'utiliser les valeurs du CSC du scénario de référence de la *United States Environmental Protection Agency* (EPA). Elle présente les prévisions du CSC de l'EPA pour la période 2025-2050 pour trois scénarios de taux réel d'actualisation. Les données proviennent d'une étude datée de décembre 2023 qui repose sur des consultations d'experts académiques et inclut une revue de littérature exhaustive<sup>40</sup>.

[61] Énergir a effectué un balisage afin de comparer les prévisions de l'EPA avec celles de quatre États américains qui sont des précurseurs dans le domaine de l'efficacité énergétique, soit le Massachusetts, New York, le Vermont, et la Californie. Bien qu'Énergir constate une grande variabilité dans l'estimation du CSC, les moyennes du balisage sont légèrement inférieures à celles du scénario de référence de l'EPA au cours de la période 2025-2050. Énergir soutient que les données de l'EPA sont donc raisonnables.

[62] Pour les années 2020 à 2080, Énergir présente les valeurs du CSC du scénario de référence produites par l'EPA, et celles converties en dollars canadiens courants calculées par Énergir. C'est ainsi que les valeurs du CSC progressent de 266 \$ en 2020, à 387 \$ en 2030, à 548 \$ en 2050 et atteignent 1 843 \$ en 2080<sup>41</sup>.

[63] Dans un premier temps, la méthodologie utilisée consiste à convertir les CSC en dollar américain courant à l'aide du taux annuel d'inflation américain de 2 %. Énergir a pris

---

<sup>40</sup> Pièces [B-0170](#), p. 43 et 44 et [A-0037](#), p. 136 à 141 et [EPA Report on the Social Cost of Greenhouse Gases](#), 2023, p. 154 et 155.

<sup>41</sup> Pièce [B-0162](#), p.49, réponse à la question 16.4.

l'hypothèse d'un taux annuel d'inflation américain de 2 % sur la base de la cible d'inflation de long terme de la banque centrale américaine.

[64] Dans un deuxième temps, elle établit les valeurs du CSC en dollars canadiens en appliquant un taux de change calculé selon la moyenne des prévisions de la période 2025-2050 établies par le *Conference Board du Canada*. Cette approche vise à refléter une perspective long terme du taux de change.

#### 4.1.2 VALEUR DU TAUX NOMINAL SOCIAL D'ACTUALISATION

[65] Le TNSA vise à refléter la perspective sociétale du TCS, notamment les bénéfiques à long terme d'atteindre des objectifs sociétaux. Le taux social d'actualisation reflète notamment les valeurs et les priorités de la société.

[66] Dans le cadre de ses travaux, l'EPA a effectué une revue exhaustive de la littérature sur le taux réel social d'actualisation. L'agence américaine a retenu la valeur médiane de 2 % afin d'estimer le CSC dans le scénario de référence. Énergir note que la médiane du taux réel social d'actualisation qui se dégage du balisage des États américains est également de 2,0 %.

[67] Énergir propose de retenir un taux nominal social d'actualisation de 4,04 % à titre d'intrant pour le calcul du TCS pour les initiatives du PGEÉ. Cette valeur reflète les médianes répertoriées et converties en taux nominal en utilisant l'équation de Fisher et en supposant un taux d'inflation de 2,0 %<sup>42</sup>.

[68] Toutes les valeurs du TNSA répertoriées sont inférieures au taux nominal en capital prospectif d'Énergir utilisé pour le calcul du TCTR avec BNÉ dans le cadre du présent dossier<sup>43</sup>.

---

<sup>42</sup> En appliquant l'équation de Fisher, le taux nominal en capital correspond à 6,12 %, :  $(1-r) \times (1 - e) - 1$ , où r correspond au taux nominal social d'actualisation de 4,04 % et e au taux d'inflation de 2 %.

<sup>43</sup> Pièce [B-0170](#), p. 47.

### 4.1.3 AJOUT DU TCS

[69] Énergir indique qu'elle accueille positivement l'usage du TCS comme test économique du PGEÉ et favorise que celui-ci soit désigné le seul test décisionnel par la Régie. Elle est également ouverte à ce que la Régie considère, pour ses décisions relatives aux programmes en efficacité énergétique, le TCTR avec BNÉ, ainsi que le TCS, avec une prépondérance au TCS.

[70] Dans un contexte où les impacts des changements climatiques ont des effets à long terme, dont les coûts sociaux seront de plus en plus importants, Énergir est d'avis que l'utilisation du TCS permettrait de considérer plus adéquatement les coûts évités dans l'évaluation de la rentabilité des initiatives de son PGEÉ<sup>44</sup>.

[71] Lors de l'audience<sup>45</sup>, Énergir soumet que dans des situations où les résultats du TCTR ou du TCTR avec BNÉ sont plus près de la limite de la rentabilité, la Régie pourrait se rabattre sur les résultats du TCS afin de donner une prépondérance au point de vue sociétal.

[72] Elle indique également que le choix du test décisionnel est une question de perspective dans un contexte donné. Par exemple, dans dix ans, il est possible qu'aucun des programmes d'efficacité énergétique d'Énergir passe le test de la rentabilité en utilisant uniquement le TCTR sans BNÉ. Cependant, les mesures d'efficacité énergétique du PGEÉ pourraient quand même être utiles dans le contexte évolutif d'une stratégie de décarbonation afin de réduire les GES.

---

<sup>44</sup> Pièce [B-0170](#), p. 48 et 49.

<sup>45</sup> Pièces [A-0037](#), p. 135, 136, 179 et 180, [B-0199](#), p. 44 et 45 et [A-0041](#), p. 50 et 51.

## 4.2 POSITION DES INTERVENANTS

[73] Le GRAME est d'avis que le TCS est une grande avancée dans la reconnaissance de l'importance des impacts des changements climatiques et de ses coûts sociétaux, et que la proposition d'Énergir est raisonnable et bien ciblée.

[74] Le GRAME recommande à la Régie d'ajouter le TCS aux tests décisionnels utilisés pour évaluer la rentabilité des programmes du PGEÉ, avec prépondérance pour le TCS. Il soumet que la prise en compte du TCS pourrait faire en sorte d'améliorer les résultats des tests économiques, ce qui permettrait à Énergir d'accroître le niveau des aides financières et d'augmenter la couverture des surcoûts<sup>46</sup>.

[75] OC<sup>47</sup> recommande de maintenir le TCTR avec BNÉ comme seul test décisionnel considérant qu'il intègre déjà de manière satisfaisante des BNÉ. Le TCS devrait être utilisé à titre informatif. À cet égard, OC note que la plupart des juridictions ont un test principal et un test informatif.

[76] OC soumet que le TCTR avec BNÉ comme test décisionnel représente un compromis raisonnable entre le TCTR sans BNÉ, qui offre une analyse purement économique, et le TCS, qui apporte une perspective sociétale plus large.

[77] Le ROÉÉ<sup>48</sup> recommande que le TCS soit utilisé à titre complémentaire et ne devrait pas être utilisé seul. Le TCS pourrait mener à ce que des programmes plus efficaces soient négligés au profit de programmes ne dégageant que juste assez d'économies d'énergie pour être rentables sous le TCS. Il soumet que le rôle de la Régie est également de s'assurer qu'Énergir optimise ses efforts pour générer des économies d'énergie.

[78] Le ROÉÉ suggère diverses solutions pour contrôler le risque que le TCS amoindrisse la qualité du PGEÉ, notamment de restreindre l'utilisation du TCS à des mesures qui visent, par exemple, l'amélioration de l'enveloppe thermique des bâtiments afin d'éviter le risque

---

<sup>46</sup> Pièces [C-GRAME-0027](#), p. 4 et 5, et [A-0044](#), p. 81 et 82.

<sup>47</sup> Pièces [B-0121](#), p. 22 et [C-OC-0020](#), p. 6 et [A-0044](#), p. 102 et 103.

<sup>48</sup> Pièces [C-ROÉÉ-0022](#), p. 21 et [C-ROÉÉ-0024](#), p. 12.

de favoriser artificiellement le renouvellement d'équipements au gaz au détriment de l'électrification des usages.

[79] Le RTIEÉ<sup>49</sup> recommande que le TCTR avec BNÉ incorpore les coûts sociétaux, dont le CSC, afin d'assurer la comparabilité avec le TCS. Ces deux tests devraient demeurer indicatifs seulement et ne pas restreindre la discrétion de la Régie d'accepter des programmes souhaitables. L'intervenant est d'avis que la prise en compte des BNÉ ne doit pas servir à rendre moins transparente la non-rentabilité éventuelle de certains programmes. En effet, la rentabilité purement économique des programmes doit être connue avant d'y ajouter les BNÉ.

### 4.3 OPINION DE LA RÉGIE

[80] La Régie note que les TCTR sans et avec BNÉ et le TCS représentent différentes perspectives pour analyser le ratio coût-bénéfice. La Régie juge que tous ces tests sont utiles aux fins de déterminer si les coûts associés au PGEÉ sont justifiés aux fins de l'établissement du revenu requis.

[81] Le TCTR sans BNÉ permet de connaître la perspective purement économique des participants et de l'administrateur du volet. Le TCTR avec BNÉ permet la prise en compte des BNÉ des participants et administrateurs par un ajout générique reflétant la contribution de certaines externalités.

[82] Le Régie est d'avis que le test décisionnel actuel, le TCTR avec BNÉ, permet de tenir compte, notamment, d'externalités qui agissent au bénéfice des participants et de l'administrateur. En effet, certains volets du PGEÉ pourraient se présenter comme non rentables sur la base d'un TCTR sans BNÉ alors qu'ils procurent des bénéfices aux participants par le biais d'externalités qui ne seraient pas pris en compte.

[83] L'ajout du TCS proposé par Énergir permet de considérer toutes les perspectives du TCTR avec BNÉ, qui est centré sur les BNÉ des participants et de l'administrateur, et inclut

---

<sup>49</sup> Pièces [C-RTIEÉ-0019](#), p. 22 et [A-0037](#), p. 163.

celles de la société. En incluant les coûts et bénéfices sociétaux à l'évaluation de la rentabilité d'un volet, cette dernière augmente généralement de manière significative, par rapport au TCTR avec BNÉ.

[84] En conséquence, la Régie considère que le TCTR avec BNÉ est un compromis entre l'analyse purement économique qui ne tient pas compte de certains bénéfices non énergétiques réels pour les participants et l'administrateur, et une perspective sociétale qui est plus complète même si elle a généralement pour effet de rendre toute hausse budgétaire rentable à court terme.

[85] Dans le contexte actuel de transition énergétique, la Régie juge que les décisions relatives aux programmes en efficacité énergétiques doivent reposer, notamment, sur un test de rentabilité qui rend un portrait global des coûts et bénéfices sociétaux s'y rapportant, incluant l'ensemble des externalités générées par ces programmes. Ainsi, l'ajout du TCS, comme test complémentaire aux autres tests de rentabilité permet d'inclure la perspective sociétale dans la prise de décision.

[86] **En conséquence, la Régie demande à Énergir d'ajouter le TCS qu'elle propose à titre complémentaire aux tests économiques du PGEÉ afin d'élargir la perspective de la rentabilité des volets du PGEÉ au niveau sociétal. Par ailleurs, elle maintient le TCTR avec BNÉ à titre décisionnel.**

[87] Afin d'examiner le budget du PGEÉ aux fins de l'établissement du revenu requis, le Régie tiendra compte des résultats du TCS et des TCTR avec et sans BNÉ, avec une prépondérance pour le TCTR avec BNÉ.

[88] La Régie ne retient pas la recommandation du RTIEÉ d'utiliser le CSC également dans le TCTR avec BNÉ. Elle retient que cette approche n'est pas la pratique observée dans la littérature<sup>50</sup>.

[89] La Régie est d'avis que l'information et la méthodologie proposées par Énergir afin d'établir les valeurs du CSC et du TNSA dans le TCS sont récentes et justifiées. **La Régie retient la méthodologie de détermination du TCS telle que proposée par Énergir et**

---

<sup>50</sup> Pièce [A-0037](#), p. 186.

**présentée dans le tableau 12 de la pièce B-0170, ainsi que les valeurs du CSC du scénario de référence de l'EPA du taux nominal social d'actualisation de 4,04 % dans le TCS.**

[90] Par ailleurs, elle juge qu'il est nécessaire de tenir à jour ces valeurs. **La Régie demande à Énergir de présenter le TCS sur la base des valeurs du CSC et du TNSA les plus récentes, en utilisant les informations récentes de l'EPA et la méthodologie proposée afin de convertir les dollars américains constants en dollars canadiens courants.** Le cas échéant, toute nouvelle source d'information ou méthodologie proposée pour la mise à jour du CSC et du TNSA, par Énergir ou par un consultant externe, devra être comparée à celle retenue par Énergir dans le présent dossier.

[91] Le suivi de la décision D-2023-127 permet de compléter l'analyse des recommandations du Rapport de Dunsky de 2021. **En conséquence, la Régie prend acte du suivi de la décision D-2023-127 (par. 317) concernant le TCS et s'en déclare satisfaite.**

## 5 SUIVIS DE DÉCISIONS

### 5.1 DÉCISION D-2024-105 - COMPTE D'ÉCART LIÉ À L'ACQUISITION DE GSR

[92] Dans sa décision D-2019-107<sup>51</sup>, la Régie ordonnait à Énergir de créer un compte d'écart lié à l'acquisition et la vente de GNR<sup>52</sup> pour la période du 1<sup>er</sup> décembre 2017 au 18 juin 2019 (compte d'écart 2017-2019).

[93] Dans sa décision D-2024-105<sup>53</sup>, la Régie indiquait notamment que les sommes comptabilisées au compte d'écart 2017-2019 doivent servir à payer les coûts d'approvisionnements en GSR préalables au 19 juin 2019. Elle demandait à Énergir de faire un suivi à cet effet dans le présent dossier.

---

<sup>51</sup> Dossier R-4008-2017, décision [D-2019-107](#), p. 13.

<sup>52</sup> Désormais, l'expression utilisée est GSR.

<sup>53</sup> Dossier R-4008-2017, décision [D-2024-105](#), p. 67 à 69.

[94] En réponse au suivi demandé, Énergir présente d'abord le solde résiduel du compte d'écart 2017-2019, lequel s'établit à 261 k\$<sup>54</sup>.

[95] De plus, elle rappelle que la méthodologie autorisée pour le calcul du prix annuel du GSR prévoit déjà l'intégration des écarts de prix. Elle propose donc que la disposition du solde résiduel du CER 2017-2019 soit effectuée en conformité avec le traitement réglementaire réservé aux écarts de même nature.

[96] Enfin, comme l'impact sur le prix du GSR est marginal (estimé à 0,48 ¢/m<sup>3</sup>), elle propose que le solde du compte d'écart 2017-2019 soit intégré dans le calcul du prix du GSR pour la période 2025-2026.

## **5.2 DÉCISION D-2019-141 - PRINCIPES ET MÉTHODES D'ÉVALUATION SUIVIS DANS L'ÉTABLISSEMENT DU COÛT DE SERVICE**

[97] Comme demandé par la Régie dans sa décision D-2024-113, Énergir dépose une mise à jour du suivi de la décision D-2019-141 (par. 140), portant sur les principes et méthodes d'évaluation suivis pour établir le coût des différents services. Cette mise à jour permet de tenir compte des dispositions relatives à la révision des durées de vie utile d'actifs et à l'amortissement des solutions infonuagiques<sup>55</sup>.

## **5.3 DÉCISION D-2024-113 - CODE DE CONDUITE DU DISTRIBUTEUR RÉGISSANT LES TRANSACTIONS ENTRE APPARENTÉS DU GROUPE CORPORATIF**

[98] Dans sa décision D-2024-113, la Régie approuve les modifications au *Code de conduite du Distributeur régissant les transactions entre apparentés du groupe corporatif* (Code de conduite) présentées par Énergir à la pièce B-0096. Elle lui demande toutefois d'y intégrer les modifications présentées aux questions 6 et 7 de sa DDR n° 3<sup>56</sup>.

---

<sup>54</sup> Pièce [B-0208](#), p. 24 et 25, référant à la décision [D-2021-158](#) (dossier R-4008-2017).

<sup>55</sup> Pièce [B-0211](#), p. 3, et décision [D-2024-113](#), p. 60, 63 et 67.

<sup>56</sup> Pièce [B-0162](#), p. 14 et 15

[99] Afin de tenir compte de cette décision, Énergir dépose le Code de conduite intégrant les modifications approuvées<sup>57</sup>.

#### **5.4 DÉCISIONS D-2019-141, D-2020-145 ET D-2021-140 - COÛTS DE CATÉGORIE A ET BASE DE TARIFICATION MENSUELLE, PAR POINT DE RÉCEPTION**

[100] Dans sa décision D-2019-141 (par. 595) rendue au dossier tarifaire 2019-2020<sup>58</sup>, la Régie demandait à Énergir, pour chaque point de réception, de déposer un suivi détaillé des coûts de catégorie A et de leur allocation. Dans les dossiers tarifaires subséquents<sup>59</sup>, la Régie demandait à Énergir de déposer, de plus, la base de tarification mensuelle par point de réception.

[101] Énergir présente ces suivis de décisions aux pages 17 et 18 de la pièce B-0201<sup>60</sup>.

[102] Au présent dossier, Énergir demande à la Régie de mettre fin au suivi des coûts de catégorie A par point de réception et de la base de tarification mensuelle par point de réception, demandé dans la décision D-2019-141 (paragr. 595).

[103] Elle propose de remplacer ce suivi par une conciliation globale comparant la totalité de l'impact des investissements dans les projets de GSR sur le coût de service au revenu total du volet investissement récupéré via le tarif de réception. Cette conciliation globale est présentée dans l'annexe 3 de la pièce révisée B-0218<sup>61</sup>.

[104] De plus, pour les projets ne nécessitant pas de demande d'investissement spécifique, Énergir présenterait les coûts totaux du projet montrant les coûts récupérés par le tarif de réception, ceux récupérés par le tarif de distribution pour la socialisation et

---

<sup>57</sup> Pièce [B-0212](#).

<sup>58</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 138.

<sup>59</sup> Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 116 et 117, et R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 103.

<sup>60</sup> Pièce [B-0201](#), p. 17 et 18.

<sup>61</sup> Pièce [B-0218](#), annexe 3.

les subventions ou contributions des producteurs. Ces informations seraient soumises lors de la demande initiale d'approbation du tarif de réception à la Régie<sup>62</sup>.

## 5.5 OPINION DE LA RÉGIE

[105] La Régie prend acte du suivi de la décision D-2024-105 (par. 229) et s'en déclare satisfaite. Elle autorise Énergir à récupérer le solde de l'écart de prix GSR cumulé entre le 1<sup>er</sup> décembre 2017 et le 18 juin 2019 dans le prix de la fourniture GSR de l'année tarifaire 2025-2026.

[106] La Régie prend acte et se déclare satisfaite du suivi présentant les principes règlementaires, normes et méthodes comptables utilisés aux fins de l'établissement du coût de service, demandé aux décisions D-2019-141 (par. 140) et D-2024-113 (par. 210).

[107] En ce qui a trait à la mise à jour du Code de conduite<sup>63</sup>, la Régie constate que celle-ci tient compte des modifications approuvées dans sa décision D-2024-113 et s'en déclare satisfaite.

[108] En ce qui a trait au suivi des coûts de catégorie A et de la base de tarification mensuelle, la Régie accueille partiellement la demande d'Énergir.

[109] La Régie est satisfaite de la conciliation globale présentée à l'annexe 3 de la pièce B-0218. Elle note que pour l'année 2024-2025, l'impact de la refonte du tarif de réception sur les taux en distribution est nul, considérant que ces derniers ne devaient pas être mis à jour, en suivi de la décision D-2024-113. Cependant, elle est d'avis que l'information présentée dans cette conciliation globale est insuffisante.

[110] La Régie juge que l'information relative aux coûts de catégorie A, présentée à la page 17 de la pièce B-0201, est utile aux fins d'examiner les taux du tarif de réception proposés. Cependant, il y a lieu de modifier l'information présentée considérant que la

---

<sup>62</sup> Pièce [B-0162](#), p. 30, réponse à la question 13.3.

<sup>63</sup> Pièce [B-0212](#).

refonte du tarif de réception implique que les coûts sont récupérés par un mix de revenus, soit via le tarif de réception du producteur et via le tarif de distribution des clients.

**[111] En conséquence, pour les coûts de catégorie A et de la base de tarification mensuelle par point de réception, la Régie remplace les suivis des décisions D-2019-141 (par. 595), D-2020-145 (par. 478, 2<sup>e</sup> élément) et D-2021-140 (par. 434) par le suivant.**

**[112] La Régie demande à Énergir, à compter du prochain dossier tarifaire et pour chaque point de réception, de déposer les taux du tarif de réception et le détail du coût de service selon la forme et la teneur des tableaux présentés dans la pièce B-0218. La Régie demande également à Énergir de présenter, pour chaque point de réception, les coûts de catégorie A au 30 septembre de l'année de base, comme présentés à la page 17 de la pièce B-0201, et d'y ajouter les coûts récupérés par le service de distribution et ceux récupérés par le tarif de réception.**

[113] Par ailleurs, la Régie retient que pour les projets ne nécessitant pas de demande d'investissement spécifique, Énergir présenterait, lors de la demande initiale d'approbation du tarif de réception, les coûts totaux du projet montrant les coûts récupérés par le tarif de réception, ceux récupérés par le tarif de distribution pour la socialisation et les subventions ou contributions des producteurs.

[114] La Régie est d'avis que cette information devrait également être présentée pour les projets d'injection de GSR autorisés de façon spécifique.

**[115] En conséquence, pour chaque demande initiale d'approbation du tarif de réception, la Régie demande à Énergir de présenter les coûts totaux du projet montrant les coûts récupérés par le tarif de réception, ceux récupérés par le tarif de distribution pour la socialisation et les subventions ou contributions des producteurs.**

## 6 MISE À JOUR DES INFORMATIONS RELATIVES À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS FINAUX DE L'ANNÉE 2024-2025

[116] Énergir souligne que dans sa décision D-2024-113, la Régie approuve l'ajustement tarifaire au service de distribution ainsi que les prix pour les services de transport et d'équilibrage, tels que proposés pour l'année 2024-2025<sup>64</sup>.

[117] Considérant l'absence d'écart, Énergir ne présente pas les tableaux habituels portant sur la mise à jour des informations présentées dans les pièces comptables et tarifaires, à l'exception des tableaux relatifs au tarif de réception.

### 6.1 PRIX DE FOURNITURE DU GSR ET FRAIS DE SOCIALISATION DU GSR

[118] Dans sa décision D-2024-113, la Régie jugeait que le prix de fourniture du GSR et les frais de socialisation du GSR pour l'année tarifaire 2024-2025 sont établis en conformité avec les décisions et méthodes approuvées. Cependant, elle réservait sa décision sur le prix de fourniture du GSR et les frais de socialisation du GSR à la présente décision<sup>65</sup>.

**[119] Considérant que le suivi de la décision D-2024-105 présenté à la section 5.1 de la présente décision n'a pas d'impact au présent dossier, la Régie approuve le prix de fourniture du GSR et les frais de socialisation du GSR pour l'année tarifaire 2024-2025, tels que proposés et présentés aux tableaux 25 et 26 de la décision D-2024-113<sup>66</sup>.**

---

<sup>64</sup> Pièce [B-0208](#), p. 3 et décision [D-2024-113](#), p. 124 et 125.

<sup>65</sup> Décision [D-2024-113](#), p. 125.

<sup>66</sup> Décision [D-2024-113](#), p. 120 et 121.

## 6.2 TARIF DE RÉCEPTION

[120] En suivi de la décision D-2024-113 approuvant la refonte du tarif de réception<sup>67</sup>, Énergir dépose une mise à jour des taux pour les neuf producteurs de GSR en service.

**TABLEAU 2<sup>68</sup>**  
**Taux aux points de réception 2024-2025**

Capacité maximale contractuelle, coût de service et taux de l'année 2024-2025 par point de réception	CMC	Volet Investissement		Volet Distribution
	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	coût \$	taux fixe ¢/m <sup>3</sup> /jour	taux fixe ¢/m <sup>3</sup> /jour
Saint-Hyacinthe	64,0	-	-	0,395
Coop Agri-Énergie Warwick	12,61	-	-	2,005
ADM Agri-Industries Company	18,048	35 432	0,538	1,401
CTBM	15,6	25 247	0,443	1,621
SÉMECS	49,5	-	-	0,511
WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	43,0	-	-	0,588
WAGA (Chicoutimi)	6,0	-	-	4,214
Ville de Québec	35,0	615 000	4,814	0,722
WAGA (Cowansville)	9,863	-	-	2,563

[121] Pour l'année 2024-2025, les coûts liés au volet Distribution sont estimés à 92 283 \$ pour chaque producteur. En ce qui a trait à la portion variable du tarif de réception, le taux unitaire applicable est établi à 0,196 ¢/m<sup>3</sup> pour chaque m<sup>3</sup> de volume injecté.

[122] Énergir propose que les tarifs de réception mis-à-jour en suivi de la décision D-2024-113 entrent en vigueur au 1<sup>er</sup> octobre 2024, en cohérence avec le traitement réservé aux tarifs de réception dans la décision finale rendue sur les tarifs pour l'année 2023-2024<sup>69</sup>. Les factures des clients visés pour les mois d'octobre et novembre 2024 pourront alors faire l'objet d'une correction lorsque la Régie aura rendu sa décision finale sur les tarifs.

<sup>67</sup> Décision [D-2024-113](#), section 16.8, p. 118 à 120.

<sup>68</sup> Tableau établi à partir de la pièce [B-0208](#), p. 5 à 22.

<sup>69</sup> Pièce [B-0125](#), référant au dossier R-4213-2022 Phase 2, décision [D-2023-134](#), p. 11.

[123] **La Régie est satisfaite de la mise à jour des taux du tarif de réception, en suivi de sa décision D-2024-113. Elle approuve les taux révisés du tarif de réception pour l'année 2024-2025 et fixe leur entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> octobre 2024.**

### **6.3 ENTRÉE EN VIGUEUR DES TARIFS POUR L'ANNÉE 2024-2025**

[124] Par sa décision D-2024-113 (par. 447 et 452) et la présente décision (par. 118), la Régie approuve, pour l'année 2024-2025, les prix de transport et d'équilibrage, les taux en distribution, les frais de socialisation du GSR et le prix de fourniture du GSR, tels que proposés par Énergir et appliqués de façon provisoire depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2024.

[125] **La Régie approuve donc les taux, le nombre maximum de jours d'interruption et la grille tarifaire présentés à la pièce B-0132 et appliqués de façon provisoire, et fixe leur entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> octobre 2024.**

## **7 TEXTE DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF**

[126] Afin de tenir compte des modifications aux CST approuvées dans les décisions D-2024-091 et D-2024-113, Énergir dépose le texte des CST, dans ses versions française et anglaise, aux pièces B-0219 et B-0220<sup>70</sup>, respectivement.

[127] En finalisant ces pièces, Énergir a identifié des coquilles aux articles 13.1.4.1 et 13.1.4.2.1 des CST.

[128] Elle demande donc à la Régie d'approuver les modifications apportées :

- Au 2<sup>e</sup> point du 2<sup>e</sup> alinéa de l'article 13.1.4 afin de remplacer « 13.1.4.1 » par « 13.1.4.1.1 », et

---

<sup>70</sup> Pièces B-0219 et B-0220.

- Au premier et deuxième alinéa de l'article 13.1.4.2.1 afin de remplacer « 1<sup>er</sup> octobre 2023 et le 30 septembre 2024 » par « 1<sup>er</sup> octobre 2023 au 30 septembre 2024 ».

[129] **La Régie approuve les modifications apportées aux articles 13.1.4 et 13.1.4.2.1 des CST permettant ainsi de corriger les coquilles identifiées.**

[130] **La Régie approuve les versions française et anglaise du texte des CST déposées aux pièces B-0219 et B-0220. Elle fixe leur entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> décembre 2024 à l'exception des tarifs qui apparaissent au texte des CST, dont l'entrée en vigueur est fixée au 1<sup>er</sup> octobre 2024, tel que prévu à la section 6.3 de la présente décision.**

## 8 FRAIS DES INTERVENANTS

### 8.1 CADRE JURIDIQUE ET PRINCIPES APPLICABLES

[131] Selon l'article 36 de la Loi, la Régie peut, notamment, ordonner au Distributeur de payer tout ou partie des frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations, sans limiter son pouvoir discrétionnaire de juger du caractère nécessaire et raisonnable des frais encourus.

[132] Le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*<sup>71</sup> et le *Guide de paiement des frais 2020* (le Guide)<sup>72</sup> encadrent les demandes de paiement de frais que la Régie peut ordonner de payer.

[133] 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

---

<sup>71</sup> [RLRQ, c. R-6.01, r. 4.1.](#)

<sup>72</sup> [Guide de paiement des frais 2020.](#)

l'article 12 du Guide. Le remboursement des taxes est effectué en fonction du statut fiscal de chaque intervenant.

## 8.2 FRAIS RÉCLAMÉS, ADMISSIBLES ET OCTROYÉS

[134] Les intervenants réclament des frais totalisant 408 261,53 \$ pour l'examen de la Demande, lesquels sont entièrement admissibles.

[135] Énergir<sup>73</sup> s'en remet à la décision de la Régie, mais tient à souligner l'importance des frais réclamés par le ROÉÉ, lesquels sont supérieurs à la moyenne des autres intervenants de près de 20 000 \$.

[136] Le ROÉÉ<sup>74</sup> considère que la comparaison des frais qu'il réclame avec la « moyenne » des montants demandés par les intervenants est peu pertinente pour évaluer la nature raisonnable des frais engagés. L'intervenant soumet que ses frais étaient nécessaires pour accomplir le travail d'analyse et juridique qui ont contribué à l'utilité de son apport à l'examen du dossier et à son caractère distinct. Le ROÉÉ souligne que les frais demandés ont déjà été réduits par rapport au travail réellement accompli et sont moindres que ceux prévus dans le cadre de son budget d'intervention amendé.

## 8.3 OPINION DE LA RÉGIE

[137] La Régie a analysé l'ensemble des frais réclamés par les intervenants en y appréciant le caractère utile et raisonnable.

[138] Dans le cadre de cette analyse, la Régie ne retient pas l'observation d'Énergir voulant qu'un écart des frais réclamés par rapport à la moyenne soit un facteur à considérer pour réduire les frais réclamés par le ROÉÉ.

---

<sup>73</sup> Pièce [B-0203](#).

<sup>74</sup> Pièces [C-ROÉÉ-0050](#) et [C-ROÉÉ-0011](#).

[139] Par ailleurs, la Régie constate une variation dans les frais réclamés par les différents intervenants. Toutefois, ceux-ci demeurent raisonnables de l'avis de la Régie.

[140] **La Régie juge que toutes les interventions ont été utiles à ses délibérations, que les frais réclamés sont raisonnables et octroie aux intervenants les montants réclamés.**

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

**TABLEAU 3**  
**FRAIS RÉCLAMÉS, ADMISSIBLES ET OCTROYÉS**

<b>Intervenants</b>	<b>Frais réclamés (\$)</b>	<b>Frais admissibles (\$)</b>	<b>Frais octroyés (\$)</b>
ACIG	56 533,30	56 533,30	56 533,30
AHQ-ARQ	43 812,80	43 812,80	43 812,80
FCEI	53 742,00	53 742,00	53 742,00
GRAME	66 338,60	66 338,60	66 338,60
OC	45 441,02	45 441,02	45 441,02
ROEÉ	76 729,10	76 729,10	76 729,10
RTIEÉ	65 664,71	65 664,71	65 664,71
<b>TOTAL</b>	<b>408 261,53</b>	<b>408 261,53</b>	<b>408 261,53</b>

## 9 RECTIFICATION DE LA DÉCISION D-2024-113

[142] Une décision entachée d'erreurs d'écriture ou de calcul, ou de quelque autre erreur de forme, peut être rectifiée par la Régie.

[143] Dans la décision D-2024-113, au paragraphe 427, la Régie « met fin au suivi demandé au paragraphe 42 de la décision D-2023-127 »<sup>75</sup>. Or, le suivi en question est plutôt demandé au paragraphe 442 de la décision D-2023-127.

[144] La décision D-2014-113 étant entachée d'une erreur d'écriture, la Régie rectifie son paragraphe 427 afin qu'il se lise ainsi :

[427] **Par ailleurs, la Régie met fin au suivi demandé au paragraphe 442 de la décision D-2023-127.** En effet, ce suivi était requis dans le contexte de la méthodologie actuelle, afin de faciliter l'examen de conformité du calcul des tarifs initiaux de chaque nouveau projet. L'approbation de la nouvelle méthodologie rend ce suivi caduc.

[145] **Pour ces motifs,**

### La Régie de l'énergie :

**APPROUVE** les versions française et anglaise du texte des CST déposées aux pièces B-0219 et B-0220 et **FIXE** leur entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> décembre 2024 à l'exception des tarifs qui apparaissent au texte des CST, dont l'entrée en vigueur est fixée au 1<sup>er</sup> octobre 2024, tel que prévu à la section 6.3 de la présente décision;

**ORDONNE** à Énergir de payer aux intervenants, dans un délai de 30 jours, les montants octroyés par la présente décision;

**RECTIFIE** le paragraphe 427 de la décision D-2014-113 conformément au paragraphe 144 de la présente décision;

**ORDONNE** à Énergir de se conformer à tous les éléments décisionnels contenus à la présente décision.

---

<sup>75</sup> Décision [D-2024-113](#), p. 119, référant à la décision [D-2023-127](#), p. 109 (dossier R-4213-2022 Phase 2).

François Émond  
Régisseur

Esther Falardeau  
Régisseur

Michel Simard  
Régisseur