

**STRATÉGIE TARIFAIRE ET  
ÉTABLISSEMENT DES GRILLES  
TARIFAIRES 2023 - 2024**

## TABLE DES MATIÈRES

<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>3</b>
<b>1 FONCTIONNALISATION DES COÛTS.....</b>	<b>4</b>
1.1 Coûts reliés à l'émission de gaz à effet de serre (GES) du GSR.....	4
<b>2 AJUSTEMENTS RELIÉS AUX INVENTAIRES .....</b>	<b>7</b>
<b>3 SERVICE DE FOURNITURE.....</b>	<b>8</b>
3.1 Établissement des prix du GSR et du verdissement du réseau gazier pour l'année 2023-2024.....	8
<b>4 SERVICE DE TRANSPORT .....</b>	<b>11</b>
4.1 Marge excédentaire.....	12
4.2 Disposition du CFR .....	12
<b>5 SERVICE D'ÉQUILIBRAGE .....</b>	<b>13</b>
5.1 Service du Distributeur .....	13
5.2 Service fourni par le client.....	14
<b>6 SERVICE DE DISTRIBUTION.....</b>	<b>16</b>
6.1 Répartition tarifaire.....	16
6.2 Stratégie au tarif général D <sub>1</sub> .....	17
6.3 Stratégie aux tarifs à débit stable D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> .....	18
6.4 Stratégie au tarif interruptible D <sub>5</sub> .....	20
6.5 Service de réception.....	22
<b>7 PRÉSENTATION DES RÉSULTATS.....</b>	<b>27</b>
<b>CONCLUSION .....</b>	<b>28</b>
<b>ANNEXE 1 : CARTE DES ZONES DE CONSOMMATION</b>	

## **INTRODUCTION**

1 Le présent document décrit l'approche utilisée afin de générer les grilles tarifaires 2023-2024. Les  
2 sujets suivants y sont abordés : la fonctionnalisation des coûts, l'évaluation des coûts attribués à  
3 l'ajustement relié aux inventaires, l'établissement des prix du gaz de source renouvelable (GSR)  
4 et du verdissement du réseau gazier, l'établissement des prix de transport et d'équilibrage et la  
5 stratégie d'établissement des taux pour le service de distribution.

## 1 FONCTIONNALISATION DES COÛTS

1 La pièce Énergir-Q, Document 2 présente les différents coûts ainsi que la répartition de la base  
2 de tarification par service pour le budget 2023-2024.

3 Les coûts totaux présentés dans cette pièce sont extraits des pièces de la présente  
4 cause tarifaire. La colonne 3 du document fournit la référence à titre informatif.

5 Il est à noter que les coûts unitaires, indiqués à la colonne 2 de ce document, ont été établis en  
6 utilisant les volumes correspondant au service évalué. Pour établir le coût unitaire « total », la  
7 somme des coûts unitaires des différents services a été effectuée, reflétant ainsi le coût unitaire  
8 si un client utilise tous les services du Distributeur.

### 1.1 COÛTS RELIÉS À L'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE (GES) DU GSR

9 Dans le cadre de l'étape C du dossier R-4008-2017 portant sur les mesures relatives à l'achat et  
10 la vente de GSR, Énergir a déposé une proposition finale pour la fonctionnalisation et la  
11 tarification des coûts supplémentaires du Système de plafonnement et d'échange de droits  
12 d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) découlant de la modification au *Règlement sur la*  
13 *déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère* (RDOCÉCA)<sup>1</sup>.  
14 Dans la décision D-2021-158, la Régie approuvait la proposition d'Énergir, soit de facturer les  
15 coûts du SPEDE relatif aux volumes de GSR distribués dans le service SPEDE général, d'ici à  
16 ce que le coût total prévu du SPEDE lié au GSR atteigne 50 000 \$<sup>2</sup>.

17 Dans la Cause tarifaire 2022-2023, Énergir estimait que le seuil de 50 000 \$ serait atteint lors de  
18 l'année 2024-2025<sup>3</sup> soit lorsque la consommation de GSR atteindra 5 %. Or, la tendance à la  
19 hausse des prix finaux des ventes aux enchères des derniers mois fait en sorte de devancer  
20 l'atteinte du seuil. En effet, en tenant compte de la consommation de GSR ainsi que du prix du  
21 SPEDE prévus au présent dossier, Énergir évalue que le coût annuel du SPEDE lié au GSR sera  
22 d'environ 77 808 \$ dès l'année 2023-2024. Puisque le seuil sera atteint plus rapidement  
23 qu'anticipé et que plusieurs projets d'envergure nécessitent actuellement des développements  
24 informatiques, Énergir ne sera pas en mesure de facturer distinctement le SPEDE pour les

---

<sup>1</sup> R-4008-2017, pièce B-0573, Gaz Métro-5, Document 3, section 4.

<sup>2</sup> R-4008-2017, décision D-2021-158, paragr. 277.

<sup>3</sup> R-4177-2021, pièce B-0120, Énergir-Q, Document 1, p. 5.

1 volumes de GSR consommés dès le 1<sup>er</sup> octobre 2023. En effet, dans la preuve sur l'étape C du  
 2 dossier R-4008-2017, Énergir expliquait que pour facturer le SPEDE lié au GSR, des  
 3 développements informatiques seraient nécessaires<sup>4</sup>. Or, Énergir concentre présentement ses  
 4 efforts au développement des modifications en lien avec la phase 2B du dossier R-3867-2013  
 5 devant entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> octobre 2023, comme approuvé dans les décisions D-2022-084 et  
 6 D-2022-101.

7 Bien que le seuil de 50 000 \$ soit dépassé, l'impact des coûts du SPEDE lié au GSR sur le tarif  
 8 du service SPEDE général demeure marginal, comme le présente le tableau suivant :

Tableau 1

Montant estimé coûts SPEDE GSR pour l'année 2023-2024 (\$)	Volumes du SPEDE vendus pour l'année 2023-2024 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Impact sur le taux du SPEDE (¢/m <sup>3</sup> )
77 808	3 130 337	0,0025

9 En supposant un tarif moyen du SPEDE de 10,867 ¢/m<sup>35</sup>, cela représente un effet à la hausse  
 10 d'environ 0,02 % sur le prix du SPEDE des clients. Cet impact est atteint en supposant des  
 11 livraisons de GSR atteignant 2 % des volumes totaux de distribution de gaz naturel.

12 L'impact sur le prix du service du SPEDE a également été évalué en supposant une demande de  
 13 GSR plus élevée. Ainsi, Énergir estime que dans les conditions actuelles, en prenant une  
 14 demande de la clientèle volontaire de GSR de 10 % des volumes totaux de distribution, les coûts  
 15 du SPEDE GSR seraient de 972 602 \$<sup>6</sup>. Cela représente une variation de 0,031 ¢/m<sup>3</sup>, soit une  
 16 augmentation d'environ 0,30 % par rapport au tarif projeté pour l'année 2023-2024.

17 Énergir soumet qu'il est important de considérer les énergies renouvelables offertes par les autres  
 18 distributeurs au Québec et de s'assurer d'une cohérence dans le traitement du SPEDE. Par  
 19 exemple, dans le cas de l'électricité distribuée au Québec, le facteur d'émission est de  
 20 0,001 kg CO<sub>2</sub> éq./KWh (0,44 kg CO<sub>2</sub> éq./GJ), alors que celle du GSR est de 0,011 kg CO<sub>2</sub> éq./m<sup>3</sup>

<sup>4</sup> R-4008-2017, pièce B-0573, Gaz Métro-5, Document 3, p. 32.

<sup>5</sup> Énergir-N, Document 5, p. 1, col. 4, l. 10.

<sup>6</sup> Estimés avec des volumes de GSR de 10 % et le prix des droits d'émission par tonnes de GES utilisé dans le présent dossier tarifaire.

1 (0,29 kg CO<sub>2</sub> éq./GJ). Les clients du distributeur électrique ne se voient pas facturés les coûts  
2 associés au facteur d'émission sur une ligne distincte de leur facture.

3 De plus, à la lecture des conditions de service de Gazifère<sup>7</sup>, Énergir comprend que ce distributeur  
4 continue d'exempter du SPEDE les clients consommant volontairement du GSR. Afin d'assurer  
5 une cohérence entre les distributeurs gaziers du Québec, et pour les raisons énumérées  
6 précédemment, Énergir propose de maintenir le traitement actuel des coûts du SPEDE GSR de  
7 manière permanente. Énergir ne remet pas en question la causalité des coûts. Ainsi, la  
8 fonctionnalisation et l'allocation de coûts du SPEDE GSR continueraient d'être appliquées, telles  
9 qu'approuvées dans la décision D-2021-158.

---

<sup>7</sup> <https://gazifere.com/wp-content/uploads/2023/04/Conditions-de-service-et-tarif-au-1er-avril-2023.pdf>, section 10.1.

## 2 AJUSTEMENTS RELIÉS AUX INVENTAIRES

1 Il s'agit ici des coûts directement reliés au maintien des inventaires, soit le rendement sur la base  
2 de tarification et l'impôt sur le revenu qui est relié à la base de tarification.

3 Les coûts se rapportant aux services du SPEDE sont facturés à partir de l'ajustement relié aux  
4 inventaires de ce service, selon le profil de chaque client, à l'exception des clients du tarif D<sub>1</sub> dont  
5 la consommation est inférieure à 75 000 m<sup>3</sup>/an. Ceux-ci se voient facturer un prix mensuel moyen  
6 reflétant le profil de consommation de l'ensemble de la clientèle de ce tarif.

7 En ce qui concerne le service de fourniture et de transport de gaz naturel, l'ensemble des coûts  
8 liés au maintien de l'inventaire sont fonctionnalisés au service de l'équilibrage, conformément à  
9 la décision D-2021-109. De même, le rendement sur la base de tarification et l'impôt sur le revenu  
10 en transport<sup>8</sup> sont récupérés par le biais du tarif de transport à partir de la Cause tarifaire  
11 2022-2023.

---

<sup>8</sup> La base de tarification en transport est composée des manques à gagner et des trop-perçus constatés au 30 septembre de chaque année financière, de l'encaisse réglementaire et du solde du compte de frais reportés relié à l'harmonisation des zones Nord et Sud.

### **3 SERVICE DE FOURNITURE**

#### **3.1 ÉTABLISSEMENT DES PRIX DU GSR ET DU VERDISSEMENT DU RÉSEAU GAZIER POUR L'ANNÉE 2023-2024**

1 Le 8 décembre 2021, la Régie rendait la décision sur le fond D-2021-158 relative à l'étape C dans  
2 le dossier R-4008-2017 associé au GSR. Il est spécifié au paragr. 240 de cette décision que la  
3 mise à jour du prix du GSR se fait une fois l'an, dans le cadre de la cause tarifaire. La présente  
4 section explique le calcul permettant la détermination du prix du GSR pour l'année tarifaire  
5 2023-2024. La formule de calcul du prix du GSR est tirée du paragr. 244 de la même décision :

6 
$$\text{Coût moyen d'achat projeté pour les 12 mois de la cause tarifaire}$$
  
7 
$$+ \text{Écart de prix cumulatif GSR} + \text{Surcoût GSR invendu}$$

8 Le calcul de chacune des composantes est détaillé ci-après.

#### Composante *Coût moyen d'achat projeté pour les 12 mois de la cause tarifaire*

9 La première composante de la formule de prix du GSR représente le coût moyen pondéré des  
10 achats de GSR projeté pour les 12 mois de la cause tarifaire. Dans cette formule, les prix payés  
11 à chacun des producteurs sont des prix de fourniture de GSR fonctionnalisés à Dawn<sup>9</sup>. Le coût  
12 moyen d'achat projeté des 12 mois de la Cause tarifaire 2023-2024 de 70,508 ¢/m<sup>3</sup> est présenté  
13 à la page 1 de la pièce B-0059, Énergir-H, Document 6 du présent dossier et est calculé comme  
14 suit :

15 
$$\frac{(\text{Prix producteur } 1 \times \text{Volumes producteur } 1 + (\dots) + \text{Prix producteur } n \times \text{Volumes producteur } n)}{\text{Total des volumes d'achat de GSR}}$$
  
16  
17 
$$70,508 \text{ (¢/m}^3\text{)} =$$
  
18 
$$\frac{87\,892\,475 \text{ \$}}{124\,656\,193 \text{ m}^3}$$

---

<sup>9</sup> Comme spécifié au paragr. 215 de la décision D-2021-158, la fonctionnalisation au service de transport des achats de GSR calculée à l'aide du tarif de transport de TCPL du tronçon Dawn-Énergir EDA sera effective à compter de la détermination du tarif pour l'année tarifaire 2022-2023.



Composante Écart de prix cumulatif GSR

1 La composante *Écart de prix cumulatif GSR* à intégrer au prix du GSR de l'année 2023-2024 est  
2 calculée comme suit<sup>10</sup> :

$$\begin{aligned}
 & \text{Écart de prix cumulatif GSR } (\text{¢}/\text{m}^3) = \\
 & \frac{(\text{Solde du CFR} - \text{écart de prix cumulatif GSR } t - 2 + \text{Intérêts capitalisés } t - 1)}{\text{Total des volumes de vente GSR prévus à la cause tarifaire}} \\
 & \quad 1,949 \text{ (¢}/\text{m}^3) = \\
 & \quad \frac{2\,408\,033 \text{ \$}^{11}}{123\,566\,393 \text{ m}^3 \text{ }^{12}}
 \end{aligned}$$

Composante Surcoût du GSR invendu et prix du verdissement du réseau gazier

7 Le *Surcoût du GSR invendu* est déterminé de la façon suivante<sup>13</sup> :

$$\begin{aligned}
 & \text{Surcoût du GSR invendu } (\text{¢}/\text{m}^3) = \\
 & \frac{(\text{Solde du Surcoût du GSR invendu au delà du seuil})}{\text{Total des volumes de vente de GSR prévus à la cause tarifaire}}
 \end{aligned}$$

10 Étant donné qu'aucune unité invendue n'est inscrite au CFR-*Surcoût du GSR invendu* pour les  
11 volumes de GSR de l'année tarifaire 2021-2022<sup>14</sup>, le solde du *Surcoût du GSR invendu* est nul  
12 pour la même année. Pour cette raison, la composante de *Surcoût du GSR invendu* à intégrer au  
13 prix du GSR de l'année 2023-2024 et le *prix de la contribution au verdissement du réseau gazier*  
14 sont donc de 0,000 ¢/m<sup>3</sup>. Pour ce qui est du prix du verdissement du réseau gazier, conformément  
15 à la décision D-2022-156, les volumes de GNR détenus en inventaire au 30 septembre 2022 ne  
16 sont pas socialisés.

Calcul du prix du GSR

17 En tenant compte de chacune des composantes du prix du GSR de l'année 2023-2024, celui-ci  
18 est établi à 72,457 ¢/m<sup>3</sup>. Le prix du GSR est calculé comme suit :

<sup>10</sup> R-4008-2017, décision D-2021-158, paragr. 231.

<sup>11</sup> Correspond à l'écart de prix cumulatif projeté au 30 septembre 2023 à récupérer des clients dans le tarif de l'année 2023-2024 déposé dans le cadre du dépôt mensuel du prix de la fourniture.

<sup>12</sup> B-0059, Énergir-H, Document 6, p. 1, l. 21.

<sup>13</sup> R-4008-2017, décision D-2021-158, paragr. 244.

<sup>14</sup> R-4209-2022, pièce B-0064, Énergir-9, Document 9.

1	Coût moyen d'achat projeté pour les 12 mois de la cause tarifaire
2	+ Écart de prix cumulatif GSR + Surcoût GSR invendu
3	$72,457 \text{ ¢/m}^3 = 70,508 \text{ ¢/m}^3 + 1,949 \text{ ¢/m}^3 + 0,000 \text{ ¢/m}^3$

#### 4 SERVICE DE TRANSPORT

1 La pièce Énergir-Q, Document 3 détaille la méthode de calcul des prix du service de transport.

2 Dans sa décision D-2020-047, la Régie a approuvé la fusion des tarifs des zones Nord et Sud du  
3 tarif de transport. Il en résulte un tarif unique pour le service de transport du Distributeur, présenté  
4 dans la pièce Énergir-Q, Document 3. Conformément à la même décision, les coûts de Champion  
5 ont été fonctionnalisés au service de transport.

6 Les coûts totaux de transport, présentés à la ligne 1, s'élèvent à 195,3 M\$. Ces coûts ont été  
7 réduits des revenus d'obligation minimale annuelle de 0,55 M\$ et des revenus de transport du  
8 gaz d'appoint de 1,5 M\$ prévus pour l'année 2023-2024. Dans le cadre de la  
9 Cause tarifaire 2023-2024, aucune compensation GES d'Hydro-Québec n'est prévue. Les  
10 revenus reliés aux inventaires de la base de tarification de transport sont fonctionnalisés à  
11 l'équilibrage<sup>15</sup>. De ce fait, les coûts de transport à récupérer à partir du tarif de transport s'élèvent  
12 à 193,3 M\$.

13 Les différents tarifs pour l'utilisation contractée sur les réseaux de  
14 TransCanada PipeLines Limited (TCPL) et Enbridge Gas (Enbridge) présentés aux lignes 7 à 10  
15 correspondent à la somme de leurs tarifs respectifs. Comme présenté dans le plan  
16 d'approvisionnement, de nouveaux tarifs de TCPL sont pris en compte à partir du  
17 1<sup>er</sup> janvier 2023<sup>16</sup>.

18 Ainsi, les prix proposés au service de transport à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2023 pour l'année  
19 tarifaire 2023-2024 sont les suivants :

**Tableau 2**

	Zone Sud	Zone Nord
Service du client	0,00 ¢/m <sup>3</sup>	0,090 ¢/m <sup>3</sup>
Service du Distributeur	3,212 ¢/m <sup>3</sup>	

<sup>15</sup> R-4177-2021, décision D-2022-123, paragr. 447.

<sup>16</sup> B-0054, Énergir-H, Document 3, annexe 2, p. 2.

#### **4.1 MARGE EXCÉDENTAIRE**

1 Les coûts échoués reliés à la marge excédentaire sont fonctionnalisés au service de transport,  
2 comme la Régie l'a ordonné dans la décision D-2017-094. Aucune marge excédentaire n'est  
3 prévue pour 2023-2024<sup>17</sup>.

4 À titre de rappel, il n'y a pas eu de marge excédentaire pour l'année 2022-2023<sup>18</sup>. Il n'y a donc  
5 aucun trop-perçu ou manque à gagner à remettre ou à récupérer de l'ensemble de la clientèle<sup>19</sup>.

6 Les coûts reliés à la marge excédentaire pour l'année 2023-2024 sont donc nuls. L'information  
7 est présentée à la ligne 14 de la pièce Énergir-Q, Document 3.

#### **4.2 DISPOSITION DU CFR**

8 Dans sa décision D-2020-145, la Régie a approuvé la disposition du compte de frais  
9 reportés (CFR), dans lequel était comptabilisée la différence entre les revenus générés par  
10 l'application de taux identiques pour les clients des zones Sud et Nord et les revenus qui auraient  
11 été générés par les clients de la zone Nord si l'harmonisation temporaire des prix ne s'était pas  
12 appliquée, sur une période de quatre années.

13 Le solde du CFR à récupérer pour l'année 2022-2023 s'élève à 3,9 M\$<sup>20</sup> et est intégré dans les  
14 coûts totaux de transport de 195,3 M\$<sup>21</sup>.

---

<sup>17</sup> B-0054, Énergir-H, Document 3, pp. 6 et 7.

<sup>18</sup> R-4177-2021, pièce B-0140, Énergir-H, Document 3, pp. 6 et 7.

<sup>19</sup> Selon la méthodologie expliquée dans la pièce B-0054, GM-Q, Document 13 du dossier R-4018-2017.

<sup>20</sup> Énergir-N, Document 6, p. 1, l. 7, c. 3.

<sup>21</sup> Énergir-Q, Document 3, l. 1, c. 3.

## **5 SERVICE D'ÉQUILIBRAGE**

### **5.1 SERVICE DU DISTRIBUTEUR**

1 Dans sa décision D-2021-109, la Régie a approuvé la fonctionnalisation des coûts d'équilibrage  
2 en des besoins de flexibilité opérationnelle et des besoins saisonniers. Ainsi, dans plusieurs  
3 pièces déposées dans le cadre de la Cause tarifaire 2023-2024, les coûts et les revenus  
4 d'équilibrage sont ventilés et classifiés dans ces deux services.

5 Toutefois, la manière de déterminer les taux d'équilibrage change dans la présente cause  
6 tarifaire, suivant les décisions D-2022-084 et D-2022-101 rendues par la Régie dans le  
7 dossier R-3867-2013. La pièce Énergir-Q, Document 4 détaille la méthode de calcul des taux  
8 moyens de pointe et autres coûts du service d'équilibrage pour l'année tarifaire 2023-2024.

9 Dans un premier temps, les prix d'équilibrage « sans plafond » sont établis (lignes 10 à 17). Le  
10 taux moyen de pointe est calculé en divisant les coûts d'équilibrage saisonnier (133,0 M\$, ligne 1)  
11 par la somme des profils de consommation de chaque client (66 528 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, ligne 8, colonne 7).  
12 Le taux moyen des autres coûts est calculé en divisant les coûts reliés à la flexibilité  
13 opérationnelle d'équilibrage (13,6 M\$, ligne 2) par le volume annuel global (6 140 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, ligne 5,  
14 colonne 7). On obtient un taux moyen de pointe de 1,999 ¢/m<sup>3</sup> et un taux moyen des autres coûts  
15 de 0,225 ¢/m<sup>3</sup> (lignes 10 et 11, colonne 7).

16 Le prix moyen d'équilibrage évalué pour l'ensemble de la clientèle du tarif de distribution D<sub>1</sub> est  
17 de 4,187 ¢/m<sup>3</sup> (ligne 13, colonne 1). La méthode utilisée pour établir le prix d'équilibrage pour le  
18 gaz d'appoint concurrence (GAC) est conforme à celle approuvée par la décision D-2011-182,  
19 soit entre 0,000 ¢/m<sup>3</sup> et le prix d'équilibrage moyen pour le tarif de distribution D<sub>4</sub>.

20 Une fois ces taux établis, le taux moyen de pointe est ajusté pour tenir compte du décalage qui  
21 existe entre les revenus générés client par client et les revenus réellement facturés, les taux  
22 facturés étant contraint à trois décimales. À cette étape, aucun prix maximal n'est établi. Ainsi, le  
23 taux moyen de pointe est ajusté à la baisse de 0,3 % pour générer le revenu requis. Les taux  
24 d'équilibrage « sans plafond » obtenus sont :

- 25 • Taux moyen de pointe : 1,993 ¢/m<sup>3</sup>;
- 26 • Taux moyen des autres coûts : 0,225 ¢/m<sup>3</sup>; et

- 1       • Prix unitaire moyen des clients au tarif D<sub>1</sub> : 4,176 ¢/m<sup>3</sup>.

2 Le prix maximal est infini, comme présenté à la ligne 17, colonne 7.

3 Dans un deuxième temps, Énergir établit les prix d'équilibrage « avec plafond » (lignes 18 à 25),  
4 lesquels sont établis de la même manière qu'à l'étape « sans plafond » : on n'y ajoute qu'une  
5 contrainte de prix maximal. Celle-ci est établie en fonction d'un coefficient d'utilisation (CU) de  
6 10 %, comme approuvé par la décision D-2022-084. Le taux moyen de pointe est calculé en  
7 divisant les coûts d'équilibrage saisonnier (133,0 M\$, ligne 1) par la somme des profils de  
8 consommation avec plafond de chaque client (66 310 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, ligne 9, colonne 7). Le taux moyen  
9 des autres coûts est calculé de la même manière que pour les tarifs « sans plafond », en divisant  
10 les coûts reliés à la flexibilité opérationnelle d'équilibrage (13,6 M\$, ligne 2) par le volume annuel  
11 global (6 140 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, ligne 5, colonne 7). On obtient un taux moyen de pointe de 2,005 ¢/m<sup>3</sup> et un  
12 taux moyen autres de 0,225 ¢/m<sup>3</sup> (lignes 18 et 19, colonne 7).

13 Le prix moyen d'équilibrage évalué pour l'ensemble de la clientèle du tarif de distribution D<sub>1</sub> est  
14 de 4,201 ¢/m<sup>3</sup> (ligne 21, colonne 1).

15 Tout comme à l'étape « sans plafond », le taux moyen de pointe est ensuite ajusté pour tenir  
16 compte du décalage qui existe entre les revenus générés client par client et les revenus  
17 réellement facturés. Le taux est également ajusté pour tenir compte de l'impact du prix maximal  
18 sur la génération des revenus. Le prix maximal est évalué à 18,221 ¢/m<sup>3</sup>, soit en fonction d'un  
19 CU de 10 %. Ainsi, le taux moyen de pointe est ajusté à la baisse de 0,3 % pour générer le revenu  
20 requis. Les taux d'équilibrage « avec plafond » obtenus sont :

- 21       • Taux moyen de pointe : 2,000 ¢/m<sup>3</sup>;  
22       • Taux moyen des autres coûts : 0,225 ¢/m<sup>3</sup>; et  
23       • Prix unitaire moyen des clients au tarif D<sub>1</sub> : 4,189 ¢/m<sup>3</sup>.

24 Le détail des prix moyens par tarifs se retrouve à la ligne 24 de la pièce Énergir-Q, Document 4.

## 5.2 SERVICE FOURNI PAR LE CLIENT

25 Suivant une variation marginale des taux de transport de TCPL au 1<sup>er</sup> janvier 2023, aucune  
26 demande de « pass-on » n'a été déposée. Ainsi, les taux précédemment approuvés dans le cadre

1 de la Cause tarifaire 2022-2023 seront reconduits dans la Cause tarifaire 2023-2024. Ces taux  
2 seront effectifs du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2023.

3 Par conséquent, l'article 13.2.2.2 des *Conditions de service et Tarif* (CST) demeure inchangé. Le  
4 tableau 3 présente un récapitulatif des taux applicables aux déséquilibres quotidiens et aux  
5 soldes des comptes d'écarts cumulatifs déjà en vigueur, et qui le demeureront pour la période du  
6 1<sup>er</sup> octobre au 31 décembre 2023.

Tableau 3

	Écart	Ratio du taux de TCPL <sup>22</sup>	Taux (¢/m <sup>3</sup> )
Déséquilibres quotidiens	les premiers 2 % à 4 %	0,20	1,099
	les suivants 4 % à 8 %	0,50	2,746
	les suivants 8 % à 10 %	0,75	4,119
	les suivants excédant 10 %	1,00	5,493
Écarts cumulatifs	les premiers 4 % à 6 %	0,15	0,824
	les suivants excédant 6 %	0,25	1,373

<sup>22</sup> Les ratios sont appliqués sur le taux de TCPL du tronçon Empress – Énergir EDA qui est de 1,449 \$/GJ ou 5,493 ¢/m<sup>3</sup>.

## 6 SERVICE DE DISTRIBUTION

1 Les tarifs de distribution 2022-2023<sup>23</sup>, appliqués sur les volumes projetés pour l'année 2023-2024,  
2 génèrent des revenus de distribution de 678,3 M\$<sup>24</sup>. Puisque le revenu requis de distribution pour  
3 l'année 2023-2024 est de 694,8 M\$<sup>25</sup>, l'ajustement tarifaire au service de distribution est de  
4 16,5 M\$<sup>26</sup>, soit une augmentation de 2,43 %.

5 Le revenu requis a été établi en prenant en compte la Contribution GES versée par Hydro-Québec  
6 à Énergir pour compenser la conversion des volumes de gaz naturel à la biénergie<sup>27</sup>. Les volumes  
7 convertis sont estimés à 26,0 Mm<sup>3</sup>, équivalant à un montant de Contribution GES de 5,9 M\$ en  
8 distribution<sup>28</sup>.

9 Dans sa décision D-2013-106, la Régie notait que le Distributeur était à compléter sa  
10 Vision tarifaire (dossier R-3867-2013) et considérait que, dans ce contexte, la proposition  
11 d'Énergir de répartir la hausse du revenu requis de distribution au prorata des revenus de  
12 distribution constituait une proposition acceptable. Cependant, pour le tarif D<sub>1</sub>, la Régie  
13 demandait de répartir la hausse tarifaire du revenu requis entre les frais de base et les frais  
14 variables, de manière à conserver les ratios actuels.

15 Dans la mesure où les travaux sur la Vision tarifaire sont toujours en cours, Énergir propose,  
16 conformément à la décision D-2019-141, de maintenir la stratégie tarifaire approuvée dans la  
17 décision D-2013-106 pour l'établissement des tarifs 2023-2024. Les sections qui suivent  
18 décrivent la méthodologie suivie.

### 6.1 RÉPARTITION TARIFAIRE

19 Bien que l'exercice de répartition tarifaire traditionnelle ne soit pas maintenu, la pièce *Répartition*  
20 *tarifaire 2023-2024* (Énergir-Q, Document 5) est tout de même déposée. Cette pièce définit, pour

---

<sup>23</sup>R-4177-2021, décision D-2022-123.

<sup>24</sup>Énergir-N, Document 2, l. 2, c. 1.

<sup>25</sup>Énergir-N, Document 2, l. 1, c. 1.

<sup>26</sup>Énergir-N, Document 2, l. 3, c. 1.

<sup>27</sup>Énergir-N, Document 1, p. 1, l. 13, c. 1.

<sup>28</sup>Énergir-N, Document 13, l. 1, c. 1.



1 chacun des paliers tarifaires, les variations de revenus requises pour générer les revenus de  
2 distribution proposés de 678,3 M\$.

3 Les variations totales pour les coûts de distribution sont présentées à la pièce Énergir-Q,  
4 Document 5, colonne 13, pour une répartition en pourcentage des revenus de D (distribution) et  
5 à la colonne 14, pour une répartition en pourcentage des revenus de TÉID (transport, équilibrage,  
6 inventaire, distribution).

7 Aux fins d'illustration, les variations d'inventaire portion rendement (F, T et SPEDE combinés) ont  
8 été incluses, ainsi que les variations de revenus requis obtenues au niveau des services de  
9 transport et d'équilibrage, en appliquant les nouveaux prix établis précédemment. Ces éléments  
10 se retrouvent aux colonnes 6 à 11 de la pièce Énergir-Q, Document 5.

11 La colonne 16 présente les variations totales requises pour la génération des revenus 2023-2024  
12 de tous les services combinés, exprimées en pourcentage des revenus TÉID.

## **6.2 STRATÉGIE AU TARIF GÉNÉRAL D<sub>1</sub>**

13 Cette section décrit et justifie les éléments considérés dans la stratégie d'établissement de la  
14 grille tarifaire proposée au tarif D<sub>1</sub>.

15 Comme mentionné précédemment, dans la mesure où les travaux sur la Vision tarifaire  
16 (R-3867-2013) se poursuivent, Énergir propose de maintenir la même approche pour  
17 l'établissement des tarifs 2023-2024 que celle approuvée par la Régie dans sa décision  
18 D-2013-106. Les deux conditions suivantes ont donc été respectées :

- 19 • Application d'une variation uniforme des revenus générés à l'ensemble des paliers du  
20 tarif D<sub>1</sub>, équivalant à la variation globale du tarif D<sub>1</sub> déterminée dans la répartition tarifaire;
- 21 • Maintien du ratio actuel entre les composantes fixes et variables du tarif de distribution D<sub>1</sub>.

22 La répartition tarifaire présente une variation globale au tarif D<sub>1</sub> de 2,5 %<sup>29</sup>. Cette augmentation  
23 est donc celle visée à tous les paliers du tarif D<sub>1</sub>. Pour y arriver, les frais de base et les taux

---

<sup>29</sup>Énergir-Q, Document 5, c. 13. l. 12.

- 1 unitaires aux volumes retirés sont modifiés de façon à conserver le ratio fixe/variable obtenu à  
 2 l'aide des tarifs actuels de 10,2 %/89,8 %<sup>30</sup>.
- 3 Ainsi, les frais de base proposés sont obtenus en augmentant uniformément les frais de base  
 4 actuels de 2,5 %, et sont présentés au tableau ci-dessous.

**Tableau 4**  
**Frais de base**  
*(€/appareil de mesure/jour)*

Palier tarifaire	Actuels (1)	Proposés (2)
0 - 10 950 m <sup>3</sup> /an	60,582	62,064
10 950 - 36 500 m <sup>3</sup> /an	123,439	126,46
36 500 - 109 500 m <sup>3</sup> /an	147,236	150,839
109 500 - 365 000 m <sup>3</sup> /an	155,382	159,184
365 000 - 1 095 000 m <sup>3</sup> /an	203,8	208,787
1 095 000 - 3 650 000 m <sup>3</sup> /an	268,54	275,111
3 650 000 - 10 950 000 m <sup>3</sup> /an	667,982	684,327

- 5 Les résultats de ces modifications sur les grilles tarifaires sont présentés à la pièce Énergir-Q,  
 6 Document 6, colonnes 9 et 10, et leurs effets sur les revenus de distribution sont présentés à la  
 7 pièce Énergir-Q, Document 7, page 2, colonne 8.

- 8 Il est à noter que les résultats avec plafond à l'équilibrage sont les mêmes que ceux sans plafond  
 9 à l'équilibrage, comme présentés à la pièce Énergir-Q, Document 7, page 2, colonne 11.

### 6.3 STRATÉGIE AUX TARIFS À DÉBIT STABLE D<sub>3</sub> ET D<sub>4</sub>

- 10 Dans la mesure où les travaux sur la Vision tarifaire (R-3867-2013) sont toujours en cours, Énergir  
 11 propose de maintenir la même approche pour l'établissement des tarifs 2023-2024 que celle  
 12 approuvée par la Régie dans sa décision D-2013-106. Ainsi, dans le présent dossier, le taux au

<sup>30</sup>Énergir-Q, Document 7, p. 2, l. 15, c. 3 à 5.

1 volume retiré est maintenu à 0,350 ¢/m<sup>3</sup> et la variation tarifaire est appliquée en totalité sur la  
2 grille de taux de l'obligation minimale quotidienne (OMQ).

3 Comme il peut être observé à la colonne 13 de la pièce Énergir-Q, Document 5, le résultat de la  
4 répartition tarifaire présente des variations uniformes de 2,5 % aux tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>.

5 Ces variations se retrouvent au tableau ci-dessous. Les variations de revenus résultant des tarifs  
6 proposés<sup>31</sup> ainsi qu'une comparaison entre les deux résultats sont également présentées.

**Tableau 5**  
**Variations des revenus (en %)**

Palier tarifaire	Répartition tarifaire (1)	Répartition proposée (2)	Écart (2) vs (1) (3)
Palier 3.3	2,45	2,45	0,00
Palier 3.4	2,45	2,45	0,00
Palier 3.5	2,45	2,44	-0,01
<b>Total D<sub>3</sub></b>	<b>2,45</b>	<b>2,44</b>	<b>-0,01</b>
Palier 4.6	2,45	2,47	0,02
Palier 4.7	2,45	2,47	0,02
Palier 4.8	2,45	2,45	0,00
Palier 4.9	2,45	2,44	-0,01
Palier 4.10	2,45	2,55	0,10
<b>Total D<sub>4</sub></b>	<b>2,45</b>	<b>2,48</b>	<b>0,03</b>
<b>Total D<sub>3</sub> - D<sub>4</sub></b>	<b>2,45</b>	<b>2,47</b>	<b>0,02</b>

7 Bien qu'Énergir ait cherché à minimiser les écarts entre la variation des revenus obtenus grâce  
8 aux grilles tarifaires proposées et les taux de variation préconisés par la répartition tarifaire, de  
9 légers écarts sont observés et présentés à la colonne 3 du tableau 5. Ces écarts s'expliquent par  
10 le fait qu'Énergir doit également respecter des contraintes sur la minimisation des variations des  
11 ratios de décroissance d'une année à l'autre par palier tarifaire. Ces ratios sont présentés aux  
12 colonnes 2 et 4 dans le tableau ci-dessous.

<sup>31</sup>Énergir-Q, Document 7, p. 2, l. 16 à 27, c. 12.

Tableau 6

Palier tarifaire	Actuels		Proposés	
	Taux d'OMQ	Ratio décroissance	Taux d'OMQ	Ratio décroissance
	(¢/m <sup>3</sup> )	(%)	(¢/m <sup>3</sup> )	(%)
	(1)	(2)	(3)	(4)
	11,203		11,485	
Palier 3.3	9,020	80,5	9,248	80,5
Palier 3.4	6,154	68,2	6,312	68,3
Palier 3.5	5,100	82,9	5,232	82,9
Palier 4.6	3,733	73,2	3,834	73,3
Palier 4.7	2,918	78,2	2,997	78,2
Palier 4.8	2,080	71,3	2,138	71,3
Palier 4.9	1,681	80,8	1,728	80,8
Palier 4.10	1,143	68,0	1,176	68,1

1 Les résultats de ces modifications sur les grilles tarifaires sont présentés à la pièce Énergir-Q,  
 2 Document 6, colonnes 11 et 12 et leurs effets sur les revenus de distribution sont présentés à la  
 3 pièce Énergir-Q, Document 7, page 2, colonne 8.

4 Il est à noter que les résultats avec plafond à l'équilibrage sont les mêmes que ceux sans plafond  
 5 à l'équilibrage, comme présentés à la pièce Énergir-Q, Document 7, page 2, colonnes 8 et 11.

#### 6.4 STRATÉGIE AU TARIF INTERRUPTIBLE D<sub>5</sub>

6 Dans un premier temps, les taux de distribution sans plafond à l'équilibrage sont établis.

7 Comme il peut être observé à la colonne 13 de la pièce Énergir-Q, Document 5, le résultat de la  
 8 répartition tarifaire présente une variation uniforme au tarif D<sub>5</sub> de 2,5 %. Pour l'établissement de  
 9 la grille de taux, une variation uniforme de 2,5 % est donc appliquée à tous les paliers du tarif.

10 Les résultats de la proposition d'Énergir se trouvent au tableau suivant.

**Tableau 7**  
**Variations des revenus\* (en %)**

Palier tarifaire	Répartition tarifaire (1)	Répartition proposée (2)	Écart (2) vs (1) (3)
Palier 5.5	2,45	2,43	-0,02
Palier 5.6	2,45	2,44	-0,01
Palier 5.7	2,45	2,45	0,00
Palier 5.8	2,45	2,42	-0,04
Palier 5.9	2,45	2,39	-0,06
<b>Total D<sub>5</sub></b>	<b>2,45</b>	<b>2,43</b>	<b>-0,02</b>

\* Revenus proposés.

- 1 Les ratios de décroissance des paliers sont présentés dans le tableau suivant.

**Tableau 8**

Palier tarifaire	Actuels		Proposés	
	Taux d'OMQ (¢/m <sup>3</sup> ) (1)	Ratio décroissance (%) (2)	Taux d'OMQ (¢/m <sup>3</sup> ) (3)	Ratio décroissance (%) (4)
		14,923		15,286
Palier 5.5	10,914	73,1	11,178	73,1
Palier 5.6	9,458	86,7	9,692	86,7
Palier 5.7	6,294	66,5	6,446	66,5
Palier 5.8	5,237	83,2	5,362	83,2
Palier 5.9	4,646	88,7	4,754	88,7

- 2 Les résultats de ces modifications sur les grilles tarifaires sont présentés aux colonnes « sans  
3 plafond à l'équilibrage » qui se retrouvent à la pièce Énergir-Q, Document 6, colonnes 13 et 14  
4 et leurs effets sur les revenus de distribution sont présentés à la pièce Énergir-Q, Document 7,  
5 page 2, colonne 8.

1 Dans un deuxième temps, les taux de distribution « avec plafond à l'équilibrage » sont établis en  
2 tenant compte de l'effet sur les revenus de distribution de la fixation du prix d'équilibrage des  
3 clients en service de GAC.

4 Le prix proposé aux clients en service de GAC est un prix groupé et négocié en fonction de l'offre  
5 de la concurrence. Les services offerts par Énergir étant dégroupés, un exercice de  
6 fonctionnalisation des revenus de GAC est requis et la méthode applicable consiste à déterminer  
7 les revenus de distribution en soustrayant du revenu global les revenus de transport et  
8 d'équilibrage.

9 Le revenu d'équilibrage des clients en service de GAC est de 358,4 k\$<sup>32</sup> « sans plafond à  
10 l'équilibrage » et de 359,2 k\$<sup>33</sup> « avec plafond à l'équilibrage ». Un écart de revenu de distribution  
11 minime de +0,8 k\$ est alors observé. Habituellement, afin de neutraliser l'effet du GAC sur les  
12 revenus, un ajustement uniforme de la grille du tarif D<sub>5</sub> est réalisé. Dans le cas présent, l'écart de  
13 revenus à neutraliser est marginal et n'a pas d'impact sur la génération des grilles tarifaires :  
14 aucun ajustement n'a donc été fait. Les taux de distribution « sans plafond à l'équilibrage » et  
15 « avec plafond à l'équilibrage » sont donc les mêmes pour l'ensemble des tarifs de distribution.

16 Les résultats de ces modifications sur les grilles tarifaires sont présentés aux colonnes « avec  
17 plafond à l'équilibrage » qui se retrouvent à la pièce Énergir-Q, Document 6, colonnes 19 et 20  
18 et leurs effets sur les revenus de distribution sont présentés à la pièce Énergir-Q, Document 7,  
19 page 2, colonne 11.

## 6.5 SERVICE DE RÉCEPTION

20 Au cours de l'année 2023-2024, il est prévu que neuf producteurs potentiels de GSR commencent  
21 à injecter dans le réseau de distribution et que la Ville de Saint-Hyacinthe, la Coop Agri-Énergie  
22 Warwick, ADM Agri-Industries Company, le Centre de traitement de la biomasse de la Montérégie  
23 (CTBM) ainsi que la Société d'économie mixte de l'est de la couronne sud (SÉMECS)  
24 poursuivront leur injection. Le tarif de réception est spécifique à chaque point de réception et il  
25 est calculé de telle sorte que le Distributeur récupère les investissements nécessaires au  
26 raccordement du client, conformément à la décision D-2015-107 du dossier R-3909-2014. Les

---

<sup>32</sup>Énergir-Q, Document 7, p. 1, l. 44, c. 10.

<sup>33</sup>Énergir-Q, Document 7, p. 1, l. 44, c. 15.

1 taux du tarif de réception sont mis à jour à chaque cause tarifaire afin de refléter l'état du  
 2 remboursement de l'investissement ainsi que la mise à jour des intrants du tarif. Les paramètres  
 3 de calcul du tarif de réception pour l'année 2023-2024 sont les suivants :

Tableau 9

Paramètres réglementés	Valeur
Durée d'amortissement des actifs (années)	20
Taux de redevance à la Régie de l'énergie (\$/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	1,2581 <sup>34</sup>
Taux de redevance à la Régie du bâtiment (\$/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	0,524 <sup>35</sup>
Taux de taxe sur les services publics (%)	1,500 <sup>36</sup>
Taux d'imposition (%)	26,50 <sup>37</sup>
Taux de la dette (%)	4,177 <sup>38</sup>
Taux de l'équité (%) (coût pondéré de l'avoir des actionnaires ordinaires et privilégiés)	8,370 <sup>39</sup>
Taux moyen pondéré du capital (%)	6,11 <sup>40</sup>

4 Puisque les taux sont calculés à partir des investissements finaux à chaque point de réception,  
 5 seuls les projets complétés se retrouvent aux pages 1 à 10 de la pièce Énergir-Q, Document 10<sup>41</sup>.  
 6 De ce fait, les renseignements liés au tarif de réception et les coûts pour l'année 2023-2024 pour  
 7 les cinq points de réception pour lesquels l'injection de GSR a débuté, ainsi que le niveau de  
 8 détails demandé dans les décisions D-2018-158 et D-2019-141 y sont présentés. Les tarifs de  
 9 réception de chaque projet d'injection dont les travaux sont en cours seront présentés au moment  
 10 opportun. Conformément à la décision D-2023-056 sur la demande d'autorisation pour réaliser  
 11 un projet d'investissement visant le raccordement du nouveau site d'injection de GSR à

<sup>34</sup> Le taux du dossier tarifaire 2023-2024 provient de la formule suivante : redevance estimée pour 2024 / volumes retirés. La redevance estimée est déterminée par la moyenne des augmentations des trois dernières années, appliquée à la redevance de 2023.

<sup>35</sup> Le taux du dossier tarifaire 2023-2024 est obtenu en appliquant la moyenne des augmentations des trois dernières années, au taux de redevance de 2023 (0,507).

<sup>36</sup> Loi sur les impôts, R.L.R.Q., c. I-3, Partie VI.4 – Taxe sur les services publics.

<sup>37</sup> Énergir-N, Document 14, p. 2, l. 55 (15,00 %) et p. 3, l. 38 (11,50 %).

<sup>38</sup> Énergir-M, Document 1, p. 1, l. 4, c. 5.

<sup>39</sup> Énergir-M, Document 1, p. 1, moyenne pondérée de c. 5 (l. 5-6) avec c. 4 (l. 5-6), d'après la formule suivante :  $[(7,5 \% \times 5,554 \%) + (38,5 \% \times 8,900 \%) / (7,5 \% + 38,5 \%)$ .

<sup>40</sup> Énergir-M, Document 1, p. 1, l. 7, c. 6.

<sup>41</sup> Les modifications proposées dans la pièce Énergir-Q, Document 11 ne sont pas intégrées dans les taux présentés dans la pièce Énergir-Q, Document 10. Si la Régie approuve la proposition d'Énergir, les taux qui seront déposés pour approbation finale à la suite de la décision sur le fond de la Régie incluront les impacts découlant de la proposition, le cas échéant.

1 Cowansville, Énergir soumettra pour approbation, dans le présent dossier, les taux finaux du tarif  
2 de réception une fois que les coûts réels seront connus.

3 Il est important de noter que les coûts du point de réception d'ADM Agri-Industries Company de  
4 2023-2024 doivent incorporer un CFR pour récupérer les écarts de revenus constatés au  
5 Rapport annuel 2022<sup>42</sup>.

6 Les tarifs sont composés des taux suivants :

- 7 • Le taux de l'OMQ pour le volet Investissements est établi en divisant les coûts par la  
8 capacité maximale contractuelle (CMC) du client injecteur et par le nombre de jours dans  
9 l'année;
- 10 • La portion fixe des coûts associés aux coûts de distribution non liés au réseau gazier  
11 (volet Distribution) est estimée à 4 % des coûts d'investissement, également divisés par  
12 la CMC du client et par le nombre de jours dans l'année. Pour la conduite, un taux de 4 %  
13 des coûts d'investissement est utilisé, jusqu'à concurrence de 30 % de l'investissement  
14 total<sup>43</sup>;
- 15 • La partie variable de la tarification au point de réception est constituée des redevances  
16 volumétriques allouées à ce client;
- 17 • Les taux unitaires pour les volumes livrés en territoire et hors territoire ne s'appliquent pas  
18 pour les cinq points de réception pour lesquels l'injection de GSR a débuté, puisque  
19 l'entièreté des volumes produits demeureront dans les zones de consommation associées  
20 à chacun des points de réception. La carte des zones de consommation<sup>44</sup> ainsi que les  
21 prévisions de la demande et d'injection de GSR sur la durée du plan d'approvisionnement  
22 2024-2027 sont présentées à l'annexe 1. Comme démontré au tableau 1 de l'annexe 1,  
23 aucun volume ne sera livré hors des zones de consommation sur la période 2024-2027,  
24 car la consommation annuelle projetée est supérieure aux volumes de GSR injectés  
25 prévus pour chacune de ces zones. Quant au tableau 2 de l'annexe 1, il présente les

---

<sup>42</sup> Le CFR est expliqué dans une pièce du Rapport annuel 2022 (R-4209-2022, B-0063, Énergir-9, Document 8). Un intérêt de 6,11 % est appliqué à ce montant (Énergir-M, Document 1, p. 1, l. 7, c. 6.).

<sup>43</sup> R-4177-2021, décision D-2022-123.

<sup>44</sup> R-4177-2021, décision D-2022-123, paragr. 30.



1 consommations quotidiennes moyennes d'hiver et d'été par zone de consommation de  
2 l'année 2023-2024;

- 3 • Le ratio fixe/variable des revenus du tarif de réception des cinq points de réception pour  
4 lesquels l'injection de GSR a débuté sont les suivants :
- 5 ○ Saint-Hyacinthe : 95,8 % / 4,2 %;
  - 6 ○ Coop Agri-Énergie Warwick : 91,4 % / 8,6 %;
  - 7 ○ ADM Agri-Industries Company : 94,2 % / 5,8 %;
  - 8 ○ CTBM : 98,3 % / 1,7 %;
  - 9 ○ SÉMECS : 92,5 % / 7,5 %.

10 Ces ratios diminueront graduellement au rythme du remboursement de l'investissement,  
11 lequel représente une grande partie des coûts fixes. Les revenus du tarif de réception sont  
12 retirés du revenu requis en distribution et ne sont pas assujettis aux variations tarifaires.

13 Pour les cinq points de réception pour lesquels l'injection de GSR a débuté, les revenus prévus  
14 de l'années 2023-2024 sont les suivants :

- 15 • Saint-Hyacinthe : 176,7 k\$;
- 16 • Coop Agri-Énergie Warwick : 47,9 k\$;
- 17 • ADM Agri-Industries Company : 117,7 k\$;
- 18 • CTBM : 213,9 k\$;
- 19 • SÉMECS : 94,7 k\$.

20 Tout écart sera capté lors de la production du rapport annuel et sera récupéré dans la cause  
21 tarifaire subséquente.

22 Des revenus supplémentaires de 1 991,0 k\$<sup>45</sup> sont prévus pour le service de réception au cours  
23 de l'année 2023-2024, lesquels proviendront d'autres projets potentiels. Une mise à jour des CST

---

<sup>45</sup> Énergir-Q, Document 10, p. 12, l. 16 + l. 32 + l. 37 + l. 42, c. 14.

1 serait apportée si les projets se matérialisaient, afin de faire approuver les taux nécessaires pour  
2 la facturation de ces nouveaux clients.

3 De plus, les revenus 2023-2024 considèrent un montant de 337,8 k\$<sup>46</sup> qui représente le  
4 rendement et l'impôt sur des investissements reliés à des projets dont l'injection devrait débiter  
5 ultérieurement. Cette façon de faire permet de neutraliser l'écart entre les coûts et les revenus du  
6 service de réception, d'assurer l'allocation directe des coûts reliés à l'injection, et de ne pas faire  
7 assumer ces frais par la clientèle au service de distribution. Lorsqu'un projet est mis en service,  
8 les revenus de rendement et d'impôt à récupérer sont intégrés dans le tarif de réception  
9 spécifiquement payé par le producteur concerné.

10 Ainsi, les revenus totaux au service de réception s'élèvent à 2,98 M\$ pour l'année 2023-2024 et  
11 sont présentés à la pièce Énergir-Q, Document 7, page 1, colonne 21, ligne 43.

---

<sup>46</sup> Énergir-Q, Document 10, p. 12, l. 46, c. 14.

## **7 PRÉSENTATION DES RÉSULTATS**

1 Les grilles tarifaires proposées dans le cadre de la Cause tarifaire 2023-2024 ont été établies en  
2 tenant compte des stratégies tarifaires décrites dans les sections précédentes.

3 Les comparaisons des résultats des grilles tarifaires se trouvent aux pièces Énergir-Q,  
4 Documents 6 à 8. Dans toutes ces pièces, les tableaux fournissent les revenus et taux  
5 « actuels », « sans plafond » et « avec plafond » :

- 6 • Énergir-Q, Document 6 : Grilles actuelles et proposées
  - 7 • Énergir-Q, Document 7 : Comparaison des revenus et des taux actuels et proposés
  - 8 • Énergir-Q, Document 8 : Comparaison des taux actuels et proposés
- 9 Tarif D<sub>1</sub> – Cas types zone Sud –  
10 Clients en service de fourniture de gaz naturel d'Énergir

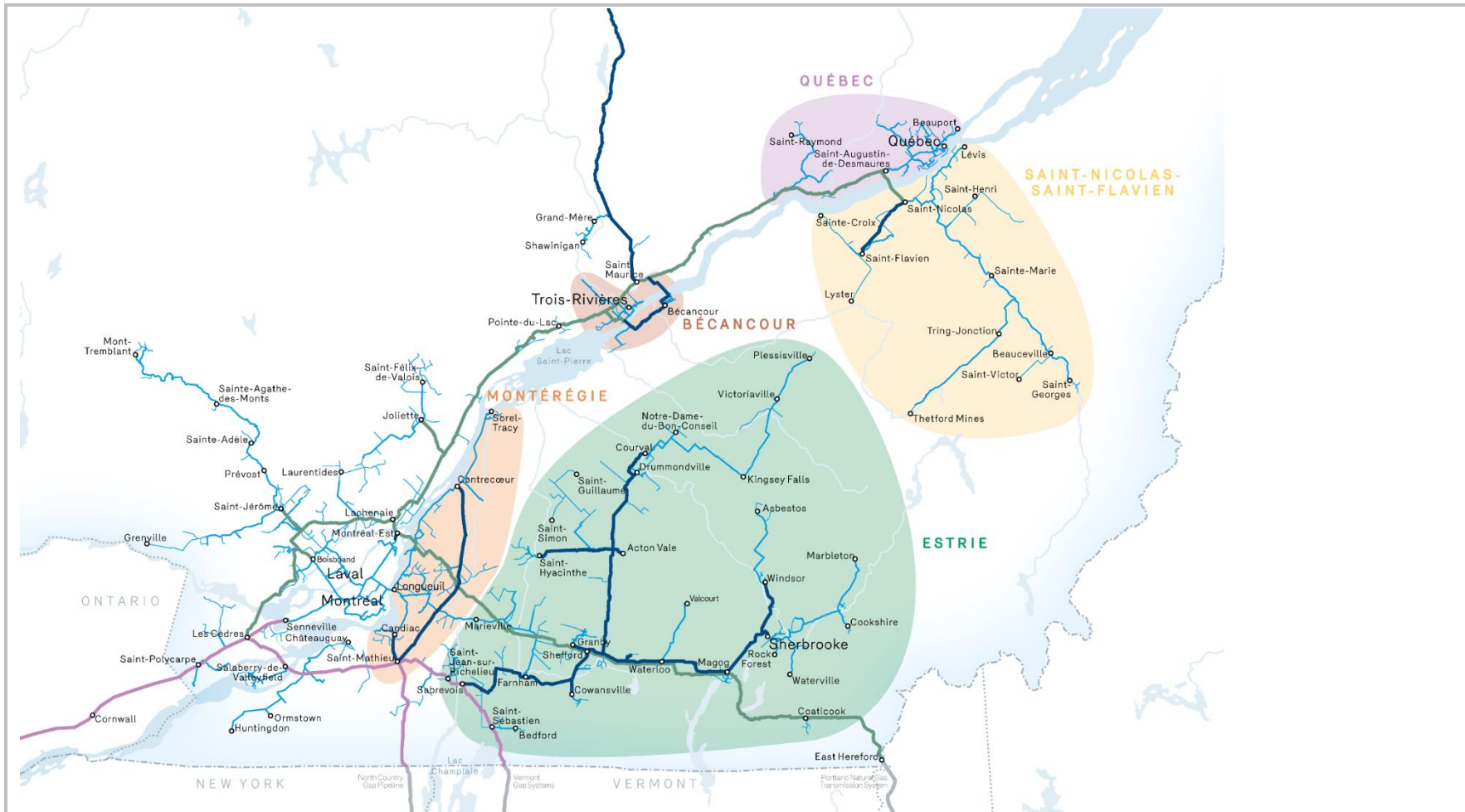
11 De plus, la pièce Énergir-Q, Document 9 présente une analyse de la décroissance des taux reliés  
12 à l'OMQ aux tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>.

## **CONCLUSION**

1 **Énergir demande à la Régie :**

- 2       ➤ **d'autoriser le maintien permanent de la fonctionnalisation et de la tarification**
- 3       **actuelles des coûts supplémentaires du SPEDE GSR au service du SPEDE général;**
- 4       ➤ **d'approuver le prix de fourniture du GSR proposé pour l'année tarifaire 2023-2024;**
- 5       ➤ **d'approuver le prix de la contribution au verdissement du réseau gazier proposé**
- 6       **pour l'année tarifaire 2023-2024;**
- 7       ➤ **d'approuver les prix de transport proposés pour l'année tarifaire 2023-2024;**
- 8       ➤ **d'approuver les prix d'équilibrage proposés pour l'année tarifaire 2023-2024;**
- 9       ➤ **d'approuver la stratégie tarifaire d'établissement des tarifs de distribution pour**
- 10       **l'année tarifaire 2023-2024, ainsi que les taux proposés;**
- 11       ➤ **d'approuver les taux proposés du tarif de réception pour l'année tarifaire 2023-2024;**
- 12       **et**
- 13       ➤ **de prendre acte du suivi des décisions D-2020-145 (paragr. 478), D-2021-140**
- 14       **(paragr. 434) et D-2022-123 (paragr. 30) et de s'en déclarer satisfaite.**

**ANNEXE 1 : CARTE DES ZONES DE CONSOMMATION**



**Tableau 1**  
**Prévision de la demande et d'injection de GSR par zone de consommation**  
**pour chacune des années du plan d'approvisionnement 2024-2027 (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)**

		Zone de consommation						
		Bécancour	Estrie	Montérégie	Saint-Nicolas Saint-Flavien	Québec	Montréal Rive-Nord	Saguenay
2023-2024	Prévision de la demande	287 142	559 066	1 222 051	327 634	243 721	2 272 072	586 796
	Approvisionnement prévu en GSR produit au Qc	7 756	8 540	7 800	1 800	5 700	2 700	1 707
	Volumes livrés hors zone de consommation	0	0	0	0	0	0	0
2024-2025	Prévision de la demande	296 790	545 837	1 206 397	340 874	239 256	2 220 833	583 873
	Approvisionnement prévu en GSR produit au Qc	8 500	8 540	7 800	1 313	7 600	3 607	1 847
	Volumes livrés hors zone de consommation	0	0	0	0	0	0	0
2025-2026	Prévision de la demande	301 344	552 578	1 186 777	339 772	236 658	2 212 043	787 840
	Approvisionnement prévu en GSR produit au Qc	8 500	8 540	7 800	2 250	7 600	3 607	1 715
	Volumes livrés hors zone de consommation	0	0	0	0	0	0	0
2026-2027	Prévision de la demande	259 216	555 544	1 186 774	337 391	231 267	2 171 566	786 009
	Approvisionnement prévu en GSR produit au Qc	8 500	8 540	7 800	2 250	7 600	3607	1 610
	Volumes livrés hors zone de consommation	0	0	0	0	0	0	0

**Tableau 2**  
**Consommations quotidiennes moyennes d'hiver et d'été**  
**par zone de consommation en 2023-2024**

<b>Zone de consommation</b>	<b>Hiver</b> <i>(10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>)</i>	<b>Été</b> <i>(10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>)</i>
Bécancour	1 653	497
Estrie	3 412	904
Montérégie	6 654	2 242
Saint-Nicolas – Saint-Flavien	1 968	540
Québec	1 811	287
Montréal – Rive-Nord	15 740	3 054
Saguenay	3 219	1 069