

**M O D I F I C A T I O N S**  
**A U T A R I F D E R É C E P T I O N E T**  
**A U X S E U I L S D E D É S É Q U I L I B R E S**

## **TABLE DES MATIÈRES**

<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>3</b>
<b>1 MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES TAUX – VOLET DISTRIBUTION .....</b>	<b>5</b>
1.1 Sites de production de GSR situés à une distance importante du réseau .....	6
1.1.1 Méthodologie modifiée à partir de 2022-2023 .....	6
1.1.2 Modification à la méthodologie proposée à partir de 2023-2024 .....	7
1.2 Traitement des frais financiers .....	12
1.2.1 Données financières .....	12
1.2.2 Causalité des coûts .....	13
1.2.3 Prévisibilité et équité .....	14
1.3 Combinaison des deux modifications .....	15
<b>2 SEUILS DE DÉSÉQUILIBRES .....</b>	<b>18</b>
2.1 Mise en contexte .....	18
2.2 Recommandation .....	19
<b>CONCLUSION .....</b>	<b>22</b>

## **INTRODUCTION**

1 Dans le présent document, Énergir, s.e.c. (Énergir) propose certaines modifications au tarif de  
2 réception et aux seuils de déséquilibres.

3 En 2010, Énergir déposait une demande visant la création d'un tarif de réception de gaz naturel  
4 produit sur son territoire (R-3732-2010). Énergir souhaitait se préparer à la possible arrivée de  
5 production de gaz de schiste sur le sol québécois.

6 Le tarif de réception a ainsi été développé dans l'optique de tarifer les producteurs potentiels de  
7 gaz de schiste et visait à s'assurer « de récupérer les coûts des nouveaux investissements requis  
8 pour étendre le réseau gazier [d'Énergir] et de partager certains coûts actuels de distribution »<sup>1</sup>.

9 Or, depuis sa création par le biais de la décision D-2011-108, seuls les producteurs de gaz de  
10 source renouvelable (GSR) sont assujettis au tarif de réception. Ces producteurs de GSR sont  
11 de taille beaucoup plus modeste et n'ont pas les ressources financières ni professionnelles des  
12 producteurs de gaz traditionnel qu'Énergir avait à l'esprit lors du développement du tarif de  
13 réception.

14 Le contexte de production de gaz naturel au Québec a également énormément changé  
15 depuis 2010. En effet, dans le cadre de son Plan pour une économie verte 2030 (PEV 2030), le  
16 gouvernement du Québec s'est donné comme objectif d'encourager la production et la  
17 consommation d'énergie renouvelable dans la province<sup>2</sup>.

18 Afin de minimiser les freins au développement de la production de GSR au Québec, Énergir a  
19 proposé que deux modifications à son tarif de réception soient appliquées lors de l'année  
20 tarifaire 2022-2023<sup>3</sup>. Plus précisément, Énergir a proposé de revoir le traitement des coûts  
21 d'investissements réalisés après la mise en service des installations d'un producteur et la  
22 méthode d'établissement des taux – Volet Distribution. Ces deux propositions ont été approuvées  
23 par la Régie<sup>4</sup>.

---

<sup>1</sup> R-3732-2010, B-0006, Gaz Métro-1, Document 1, p. 7, l. 22 à 24.

<sup>2</sup> [Politique-cadre d'électrification et de changements climatiques, le Plan pour une économie verte 2030 \(quebec.ca\)](#).

<sup>3</sup> R-4177-2021, B-0133, Énergir-Q, Document 14.

<sup>4</sup> R-4177-2021, D-2022-123, p. 131, paragr. 546 et p. 134, paragr. 561.

1 Toujours dans le but de soutenir le développement de la filière de GSR québécoise, Énergir  
2 propose, dans le présent document, des modifications supplémentaires à la méthode  
3 d'établissement des taux – Volet Distribution. De plus, conformément à une demande de la  
4 Régie<sup>5</sup>, une proposition relative à la gestion des seuils de déséquilibres occasionnés par les  
5 clients du tarif de réception est également présentée dans ce document.

---

<sup>5</sup> R-4008-2017, D-2021-158, p. 173, paragr. 737.

## 1 MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES TAUX – VOLET DISTRIBUTION

1 Le tarif de réception approuvé par la Régie dans sa décision D-2011-108 permet de récupérer,  
2 au cours d'une période donnée, l'ensemble des coûts occasionnés par de nouveaux  
3 investissements liés à l'arrivée de producteurs de gaz naturel. La tarification spécifique par point  
4 d'injection permet une allocation directe des coûts reliés à l'injection aux clients producteurs.

5 Au moment de la création de ce tarif, Énergir a défini quatre grandes catégories de coûts, soit :

### 6 1. Catégorie A

- 7 • Coûts d'investissement et d'installation de conduites de raccordement;
- 8 • Coûts d'acquisition de terrains, de servitudes, de matériaux divers, des postes de  
9 mesurage et de régulation, de la compression aux points d'interconnexion, des  
10 installations connexes telles que la vanne de contrôle de débit, du système  
11 d'odorisation, ainsi que du chromatographe et des analyseurs, pour le suivi de la  
12 qualité du gaz naturel, incluant le bâtiment où se trouvent ces équipements;

### 13 2. Catégorie B

- 14 • Coûts du réseau de distribution existant;

### 15 3. Catégorie C

- 16 • Coûts de distribution non liés au réseau gazier;

### 17 4. Catégorie D

- 18 • Coûts additionnels d'utilisation du réseau de transport TransCanada PipeLines  
19 Limited (TCPL)/ Trans Québec & Maritimes inc. (TQM).

20 Énergir a proposé, lors de la Cause tarifaire 2022-2023, une modification à la méthodologie de  
21 récupération des coûts de catégorie C. Cette modification concerne les sites de production de  
22 GSR se trouvant à une distance importante du réseau<sup>6</sup>. Elle n'a toutefois pas remis en question  
23 la méthode complète d'allocation des coûts et d'établissement des taux du volet distribution.  
24 Énergir propose, à la section 1.1, de peaufiner la méthodologie d'établissement du taux du volet

---

<sup>6</sup> R-4177-2021, B-0133, Énergir-Q, Document 14, p. 7 à 12.

1 distribution pour les sites de production de GSR se trouvant à une distance importante du réseau.  
2 Dans la mesure où l'analyse de la justesse de la méthodologie se raffine graduellement depuis  
3 plusieurs années, Énergir propose également, à la section 1.2, une deuxième modification qui  
4 serait applicable à tous les clients assujettis au tarif de réception.

### **1.1 SITES DE PRODUCTION DE GSR SITUÉS À UNE DISTANCE IMPORTANTE DU RÉSEAU**

5 La modification au taux du volet distribution, lequel sert à recouvrer les coûts d'opération et  
6 d'entretien (coûts de catégorie C) applicable à partir de l'exercice 2022-2023 concernait les sites  
7 de production de GSR qui nécessitaient des conduites de distribution plus longues, et donc des  
8 investissements plus élevés. Cette modification visait à limiter les coûts de conduite sur lesquels  
9 le taux de 4 % devait s'appliquer. Dans son exercice soutenu d'évaluation des coûts de  
10 catégorie C réalisé au cours de l'exercice 2022-2023, Énergir a constaté qu'il serait pertinent  
11 d'ajuster cette méthodologie. Les sous-sections suivantes détaillent d'abord la modification  
12 apportée à la méthodologie d'établissement du taux du volet distribution à partir de  
13 l'année 2022-2023, ensuite, la modification proposée à partir de l'année 2023-2024.

#### **1.1.1 Méthodologie modifiée à partir de 2022-2023**

14 Lors de la Cause tarifaire 2022-2023, Énergir a présenté une solution permettant de  
15 recouvrer les coûts engendrés par les producteurs de GSR, tout en limitant ceux alloués  
16 aux projets dont les coûts de construction de la conduite représentent une portion  
17 importante de l'investissement, de façon à ne pas les pénaliser indument. Énergir a donc  
18 proposé de limiter les coûts de conduite sur lesquels le taux de 4 % doit s'appliquer. Cette  
19 limite a été fixée à 30 % de la proportion de coûts des conduites par rapport à  
20 l'investissement total. Le taux de 4 % continue de s'appliquer sur l'ensemble des coûts du  
21 poste d'injection et le total des coûts de catégorie C récupérés auprès des producteurs  
22 touchés représente au minimum 2 % de l'investissement global.

1 Énergir proposait de limiter à 30 % la proportion de coûts des conduites par rapport à  
2 l'investissement total pour les raisons suivantes :

- 3 - Les coûts d'entretien des conduites de raccordement des producteurs de GSR  
4 représentent un pourcentage de l'investissement beaucoup moins important que 4 %  
5 (ils représentent moins de 1 % des coûts de la conduite et de l'investissement total<sup>7</sup>);
- 6 - Les coûts d'entretien des conduites ne varient pas de manière aussi importante en  
7 fonction des coûts de construction que les coûts de catégorie C;
- 8 - La nature des projets en construction et en développement est différente des projets  
9 en service : la proportion des coûts associée aux conduites est beaucoup plus élevée  
10 pour les nouveaux projets.

11 Avant la modification approuvée par la Régie, un producteur nécessitant une conduite  
12 particulièrement plus coûteuse que celle d'un autre producteur injectant le même volume  
13 dans le réseau se retrouvait à payer un tarif significativement plus élevé, et ce, même si les  
14 coûts d'entretien de la conduite ne variaient pas significativement. Le changement apporté  
15 à la méthode d'établissement des coûts du volet distribution a contribué à corriger ce biais.

### 1.1.2 Modification à la méthodologie proposée à partir de 2023-2024

16 Dans son exercice en continu d'évaluation de la méthodologie de facturation des coûts de  
17 catégorie C aux clients du tarif de réception, Énergir a constaté que la détermination des  
18 coûts de la conduite pouvait être raffinée. Effectivement, les coûts communs afférents aux  
19 projets d'injection de GSR présentés lors de la dernière cause tarifaire<sup>8</sup> étaient entièrement  
20 alloués au poste d'injection.

21 Étant donné que le taux de 4 % est appliqué sur l'ensemble des coûts du poste d'injection,  
22 dans la méthode actuelle, il est également appliqué sur l'ensemble des coûts communs.  
23 Ces coûts communs représentent notamment des coûts de main-d'œuvre interne pour la  
24 planification du projet (ex. : plans et gestion de projet), des services professionnels  
25 (ex. : études environnementales et géotechniques), des coûts pour l'obtention de permis,  
26 ainsi que des frais généraux corporatifs. Par leur nature, ces coûts sont liés autant au poste

---

<sup>7</sup> R-4177-2021, B-0133, Énergir-Q, Document 14, p. 9, Tableau 1.

<sup>8</sup> R-4177-2021, B-0133, Énergir-Q, Document 14, p. 8.

1 d'injection qu'à la conduite. Ainsi, il serait plus juste d'évaluer les coûts des conduites en y  
2 ajoutant une portion des coûts communs puisque la méthode actuelle surévalue les coûts  
3 de catégorie C et donc les taux du volet distribution.

4 De plus, certains projets qui comportent une conduite de distribution avec un investissement  
5 important peuvent ne pas bénéficier d'une réduction des coûts du volet distribution puisque  
6 le coût de la conduite n'excède pas le seuil de 30 % sans la considération des coûts  
7 communs.

8 Pour corriger ces biais, Énergir propose d'utiliser la méthodologie comptable en vigueur  
9 pour répartir les coûts communs. Cette méthodologie consiste à répartir les coûts communs  
10 d'après la pondération de la valeur du poste d'injection et de la valeur de la conduite. En  
11 procédant de cette façon, les coûts des conduites utilisés pour établir les taux du volet  
12 distribution du tarif de réception sont alignés avec la méthodologie comptable en plus d'être  
13 représentatifs de la valeur réelle des conduites.

14 Mis à part pour la modification apportée au calcul pour établir la valeur des conduites,  
15 Énergir ne remet pas en question les principes approuvés par la Régie lors de la Cause  
16 tarifaire 2022-2023 :

- 17 - Le taux de 4 % est applicable sur l'ensemble des coûts du poste d'injection;
- 18 - La proportion de coûts des conduites par rapport à l'investissement total est limitée  
19 à 30 %;
- 20 - Les coûts de catégorie C récupérés auprès des producteurs doivent représenter au  
21 minimum 2 % de l'investissement total.

22 Le tableau suivant présente un exemple fictif d'application de la méthodologie proposée. Il  
23 démontre l'impact de la méthodologie proposée sur un projet pour lequel les coûts de la  
24 conduite excèdent 30 % de l'investissement total et pour qui la borne de 2 % ne serait pas  
25 nécessaire.



Tableau 1

	Conduite (\$)	Poste d'injection (\$)	Total (\$)	Pourcentage de l'investissement (%)
<b>Méthodologie actuelle</b>				
<b>Coûts totaux</b>	5 000 000 (33 % du coût total)	10 000 000 (inclut 100 % des coûts communs)	15 000 000	
<b>Coûts complets de catégorie C (4 %)</b>	200 000	400 000	600 000	4,00
<b>Coûts totaux ajustés</b>	4 500 000 (30 % du coût total)	10 000 000	14 500 000	
<b>Coûts ajustés de catégorie C (4 %)</b>	180 000	400 000	580 000	3,87
<b>Méthodologie proposée</b>				
<b>Coûts de construction</b>	5 000 000	5 000 000	10 000 000	
<b>Coûts communs</b>	2 500 000	2 500 000	5 000 000	
<b>Coûts totaux</b>	7 500 000 (50 % du coût total)	7 500 000	15 000 000	
<b>Coûts complets de catégorie C (4 %)</b>	300 000	300 000	600 000	4,00
<b>Coûts totaux ajustés</b>	4 500 000 (30 % du coût total)	7 500 000	12 000 000	
<b>Coûts ajustés de catégorie C (4 %)</b>	180 000	300 000	480 000	3,20

1 Pour le cas présenté dans tableau 1, les coûts utilisés pour déterminer le taux – Volet  
2 Distribution varie de 580 000 \$ (3,87 %) avec la méthodologie actuelle à 480 000 \$ (3,20 %)  
3 avec la méthodologie proposée.

4 Comme mentionné précédemment, à la section 1.1.1, la nature des projets en construction  
5 et en développement est différente de celle des projets déjà en service. Il en résulte que la  
6 proportion des coûts associée aux conduites de plusieurs nouveaux projets est beaucoup

1 plus élevée. Le tableau suivant démontre l'impact de la nouvelle méthodologie sur trois  
2 projets qui devraient débiter leur injection de GSR dans les prochains mois :

Tableau 2

	Projet A	Projet B	Projet C
<b>Coûts poste d'injection (\$)</b>	1 430 454	1 596 169	1 679 562
<b>Coûts de la conduite (\$)</b>	2 523 537	156 512	4 087 997
<b>Coûts communs (\$)</b>	1 602 843	451 358	2 105 921
<b>Coûts totaux (\$)</b>	5 556 834	2 204 039	7 873 480
<b>Méthodologie actuelle d'établissement des coûts de catégorie C</b>			
<b>Coûts du poste d'injection (\$)</b> (Inclut 100 % des coûts communs)	3 033 297	2 047 527	3 785 484
<b>Coût de la conduite (\$)</b> (Borne de 30 % si applicable)	1 667 050	156 512	2 362 044
<b>Coûts totaux (\$)</b>	4 700 347	2 204 039	6 147 528
<b>Coûts du volet distribution (\$)</b> (4 %)	188 014	88 162	245 901
<b>Pourcentage de l'investissement (%)</b>	3,38	4,00	3,12
<b>Méthodologie proposée d'établissement des coûts de catégorie C</b>			
<b>Coûts du poste d'injection</b>	2 014 172	2 007 221	2 292 825
<b>Coût de la conduite (\$)</b> (Borne de 30 % si applicable)	1 667 050	196 818	2 362 044
<b>Coûts totaux (\$)</b>	3 681 222	2 204 039	4 654 869
<b>Coûts du volet distribution (\$)</b> (4 %)	147 249	88 162	186 195
<b>Pourcentage de l'investissement (%)</b>	2,65	4,00	2,36

3 Les données du tableau 2 démontrent que la nouvelle méthodologie a un impact sur deux  
4 des trois projets, soit les projets A et C. Pour ces deux projets, avec la méthodologie  
5 proposée, les coûts utilisés pour déterminer les taux – Volet Distribution passent  
6 respectivement de 188 014 \$ (3,38 %) à 147 249 \$ (2,65 %) et de 245 901 \$ (3,12 %)  
7 à 186 195 \$ (2,36 %).

1 Quant aux cinq clients présentement assujettis au tarif de réception, la modification  
 2 proposée aurait un impact sur deux d'entre eux. Le tableau ci-dessous démontre que  
 3 l'impact annuel de la modification proposée sur les coûts du volet distribution serait moins  
 4 important pour les projets en service (2 592 \$ et 17 331 \$ pour les projets 1 et 4) que pour  
 5 les projets en construction (40 765 \$ et 59 706 \$ pour les projets A et C).

Tableau 3

	Projets en service					Projets en construction		
	Projet 1	Projet 2	Projet 3	Projet 4	Projet 5	Projet A	Projet B	Projet C
<b>Coûts du volet distribution - méthodologie actuelle<sup>1</sup> (\$)</b>	92 204	43 758	84 400	151 517	87 571	188 014	88 162	245 901
<b>Pourcentage de l'investissement-méthodologie actuelle (%)</b>	4,00	4,00	4,00	3,46	4,00	3,38	4,00	3,12
<b>Coûts du volet distribution - méthodologie proposée (\$)</b>	89 612	43 758	84 400	134 186	87 571	147 249	88 162	186 195
<b>Pourcentage de l'investissement-méthodologie proposée (%)</b>	3,89	4,00	4,00	3,07	4,00	2,65	4,00	2,36
<b>Variation coûts volet distribution (\$)</b>	(2 592)	0	0	(17 331)	0	(40 765)	0	(59 706)

<sup>1</sup> Basé sur la méthode en vigueur en 2022-2023 à la suite de la décision D-2022-123 rendue dans le dossier R-4177-2021. Pour les projets en service, le détail des coûts se retrouve dans la pièce R-4177-2021, B-0277, Énergir-Q. Document 10. Les coûts du projet 5 ont été ajustés sur la base d'une année complète.

6 Énergir soumet que la modification proposée favorise le respect du principe de causalité  
 7 des coûts puisqu'elle répartit les coûts communs en fonction des coûts qui sont associés  
 8 au poste d'injection et à la conduite plutôt que de les allouer entièrement au poste  
 9 d'injection. De concert avec la modification apportée à la méthodologie d'établissement du  
 10 taux du volet distribution à partir de 2022-2023, le changement proposé, à compter  
 11 de 2023-2024, permet de ne pas pénaliser indument des projets de GSR éloignés du  
 12 réseau dont les coûts de conduite sont plus importants.

## **1.2 TRAITEMENT DES FRAIS FINANCIERS**

1 Les projets d'injection de GSR comportent des frais financiers qui sont inclus dans les coûts  
2 facturés aux clients du tarif de réception. Les frais financiers sont établis en appliquant le coût  
3 moyen pondéré du capital (CMPC) sur l'ensemble de la valeur d'investissement des projets. À  
4 cela est ajoutée la majoration d'impôt. Ces frais font partie des coûts communs et ont un impact  
5 sur la facturation des volets investissement et distribution du tarif de réception. Étant donné que  
6 ces coûts doivent être remboursés par le producteur afin de ne pas affecter le reste de la clientèle  
7 d'Énergir, celle-ci ne propose pas de modifier la récupération de ces frais par le biais du volet  
8 investissement. Énergir propose plutôt de modifier uniquement le traitement des frais financiers  
9 utilisés pour déterminer les montants récupérés à travers le volet distribution du tarif de réception.  
10 Les sous-sections suivantes détaillent la modification proposée ainsi que les raisons qui justifient  
11 cette proposition.

### **1.2.1 Données financières**

12 Étant donné que les frais financiers font partie des coûts communs, dans la méthodologie  
13 actuelle, l'impact de ceux-ci sur les coûts du volet distribution est mesuré en appliquant le  
14 taux de 4 % sur la valeur des frais. Lors de la création du tarif de réception, il n'avait pas  
15 été prévu que les frais financiers pouvaient avoir un impact important sur les coûts des  
16 projets. Or, Énergir a constaté que la proportion de ces frais par rapport aux coûts du volet  
17 distribution peut varier significativement d'un projet à l'autre et représenter une portion non  
18 négligeable de ces coûts. L'impact des frais financiers sur les coûts du volet distribution est  
19 présenté dans le tableau 4 ci-dessous.

Tableau 4

	Projets en service					Projets en construction		
	Projet 1	Projet 2	Projet 3	Projet 4	Projet 5	Projet A	Projet B	Projet C
<b>Coûts du volet distribution-méthodologie actuelle<sup>1</sup> (\$)</b>	92 204	43 758	84 400	151 517	87 571	188 014	88 162	245 901
<b>Pourcentage de l'investissement-méthodologie actuelle (%)</b>	4,00	4,00	4,00	3,46	4,00	3,38	4,00	3,12
<b>Coûts du volet distribution - sans frais financiers (\$)</b>	92 138	41 451	84 222	150 544	81 842	166 455	85 056	238 679
<b>Pourcentage de l'investissement-sans frais financiers (%)</b>	4,00	3,79	3,99	3,44	3,74	3,00	3,86	3,03
<b>Variation coûts volet distribution (\$)</b>	(66)	(2 307)	(178)	(973)	(5 729)	(21 559)	(3 106)	(7 222)
<b>Impact des frais financiers sur le volet distribution (%)</b>	0,07	5,27	0,21	0,64	6,54	11,47	3,52	2,94

<sup>1</sup> Basé sur la méthode en vigueur en 2022-2023 à la suite de la décision D-2022-123 rendue dans le dossier R-4177-2021. Pour les projets en service, le détail des coûts se retrouve dans la pièce R-4177-2021, B-0277, Énergir-Q. Document 10. Les coûts du projet 5 ont été ajustés sur la base d'une année complète.

1 Les données du tableau 4 démontrent que la corrélation entre les coûts du volet distribution  
2 et les frais financiers est faible : l'impact des frais financiers sur les coûts du volet  
3 distribution varie beaucoup d'un projet à l'autre, soit entre 0,07 % et 11,47 %. Les coûts  
4 facturés au volet distribution sont donc très peu influencés par les frais financiers pour  
5 certains projets alors que la situation est différente pour d'autres projets.

### 1.2.2 Causalité des coûts

6 Comme mentionné précédemment, les frais financiers font partie des coûts communs et  
7 ont un impact sur les montants facturés du volet distribution. Les frais financiers sont  
8 cumulés à partir du début des travaux de construction jusqu'à la date de début d'injection.  
9 Ainsi, plus le délai entre le début de la construction et la date de début d'injection est long,  
10 plus les frais financiers sont importants. Les subventions applicables sur certains projets de

1 GSR expliquent également les variations des frais financiers puisque ceux-ci sont calculés  
2 à partir de la valeur d'investissement nette des subventions. Le délai entre le début de la  
3 construction et la date de début d'injection, ainsi que les subventions associées à certains  
4 projets de GSR expliquent donc de manière générale les variations importantes de l'impact  
5 des frais financiers sur le volet distribution observé dans le tableau 4. Ce délai et ces  
6 subventions n'ont aucune incidence sur les coûts d'opération et d'entretien des producteurs  
7 de GSR. La méthodologie actuelle ne respecte donc pas le principe de causalité des coûts  
8 puisque, par exemple, pour une valeur d'investissement avant frais financiers identique, un  
9 producteur avec un délai de construction prononcé qui n'obtient pas de subvention se  
10 verrait facturer des coûts de catégorie C plus élevés qu'un producteur qui profite d'une  
11 subvention et d'un court délai de construction.

12 En considérant la faible corrélation entre les coûts du volet distribution et les frais financiers  
13 entraînés par le non-respect du principe de causalité des coûts de la méthodologie actuelle,  
14 Énergir estime qu'il serait nécessaire de retirer les frais financiers des coûts utilisés pour  
15 déterminer les montants à récupérer au volet distribution. L'impact financier de ce retrait est  
16 présenté à la ligne *Impact des frais financiers sur le volet distribution (%)* du tableau 4.

### 1.2.3 Prévisibilité et équité

17 Énergir soumet qu'il existe des enjeux de prévisibilité et d'équité au niveau de la  
18 détermination des coûts de catégorie C qui sont facturés à chacun des producteurs. L'enjeu  
19 de prévisibilité est causé par la difficulté pour Énergir et le producteur de prévoir les  
20 événements qui pourraient occasionner un retard dans la phase de construction d'un projet.  
21 Par exemple, ces événements peuvent être des délais dans la livraison de matériaux  
22 critiques, des conditions hivernales difficiles, des retards dans l'obtention de permis ou des  
23 conditions de sol imprévus. Comme mentionné auparavant, de tels retards affecteraient le  
24 calcul des frais financiers. Il serait avantageux que le tarif de réception facturé au producteur  
25 soit le plus prévisible possible puisque, comme mentionné lors de la Cause tarifaire  
26 2022-2023<sup>9</sup>, les besoins des producteurs en termes de stabilité et de prévisibilité sont  
27 pertinents, surtout dans le contexte de marché en développement du GSR.

---

<sup>9</sup> R-4177-2021, B-0133, Énergir-Q, Document 14, p. 5, l. 17 à 20.

1 Quant à l'enjeu d'équité, celui-ci est causé par le fait que les événements qui peuvent  
2 provoquer des retards dans la construction d'un projet et augmenter les frais financiers sont  
3 souvent hors du contrôle des producteurs. Afin de corriger le biais découlant de ces  
4 situations non attribuables aux producteurs, la méthodologie de calcul du tarif de réception  
5 devrait être corrigée.

6 Énergir estime que les enjeux de prévisibilité et d'équité militent pour l'implantation de  
7 modifications au tarif de réception. Afin d'atténuer cette problématique, Énergir réitère qu'il  
8 est justifié de retirer les frais financiers des coûts utilisés pour déterminer les coûts de  
9 catégorie C à récupérer.

### **1.3 COMBINAISON DES DEUX MODIFICATIONS**

10 Énergir a présenté distinctement, dans les sections précédentes, l'impact de chacune des deux  
11 modifications proposées. Or, les deux modifications proposées sont liées entre elles : la première  
12 modifie la répartition des coûts communs alors que la deuxième retire les frais financiers de ces  
13 mêmes coûts communs. De ce fait, Énergir juge pertinent de présenter l'effet de la combinaison  
14 des deux modifications proposées dans le tableau 5.

Tableau 5

	Projets en service					Projets en construction		
	Projet 1	Projet 2	Projet 3	Projet 4	Projet 5	Projet A	Projet B	Projet C
<b>Variation coûts volet distribution – modification coûts communs (\$)</b>	(2 592)	0	0	(17 331)	0	(40 765)	0	(59 706)
<b>Variation coûts volet distribution – modification frais financiers (\$)</b>	(66)	(2 307)	(178)	(973)	(5 729)	(21 559)	(3 106)	(7 222)
<b>Addition de l'impact des deux modifications (\$)</b>	(2 657)	(2 307)	(178)	(18 304)	(5 729)	(62 324)	(3 106)	(66 928)
<b>Coûts du volet distribution- méthodologie actuelle <sup>1</sup> (\$)</b>	92 204	43 758	84 400	151 517	87 571	188 014	88 162	245 901
<b>Coûts du volet distribution- modifications combinées (\$)</b>	89 549	41 450	84 222	133 465	81 843	132 930	85 055	181 925
<b>% de l'investissement- modifications combinées</b>	3,88 %	3,79 %	3,99 %	3,05 %	3,74 %	2,39 %	3,86 %	2,31 %
<b>Variation coûts volet distribution méthodologie actuelle – modifications combinées (\$)</b>	(2 655)	(2 307)	(178)	(18 052)	(5 729)	(55 084)	(3 106)	(63 976)

<sup>1</sup> Basé sur la méthode en vigueur en 2022-2023 à la suite de la décision D-2022-123 rendue dans le dossier R-4177-2021. Pour les projets en service, le détail des coûts se retrouve dans la pièce R-4177-2021, B-0277, Énergir-Q. Document 10. Les coûts du projet 5 ont été ajustés sur la base d'une année complète.

1 Les données du tableau 5 démontrent que l'impact de chacune des modifications ne peut être  
2 additionné afin de donner l'effet combiné des propositions. Effectivement, la variation des coûts  
3 du volet distribution avec la méthode combinée est égale ou plus basse à la variation de l'addition  
4 des deux modifications puisque les frais financiers sont retirés des coûts communs. Énergir juge  
5 que les deux modifications proposées sont pertinentes puisqu'elles permettraient de ne pas  
6 pénaliser les projets de GSR éloignés du réseau et les projets avec des frais financiers  
7 importants. Ces propositions favoriseraient notamment le développement de la filière GSR au  
8 Québec.

9 Les modifications proposées se veulent une étape intérimaire en attendant la révision complète  
10 de la méthodologie de récupération des coûts de catégorie C. Pour l'instant, Énergir ne remet  
11 pas en question la méthode complète d'allocation des coûts et d'établissement des taux du volet  
12 distribution puisque les données disponibles pour évaluer la justesse de la méthodologie



- 1 d'établissement des taux du volet distribution demeurent limitées. Énergir poursuit tout de même
- 2 ses efforts en ce qui a trait à l'étude des coûts d'entretien et d'opération spécifiques aux projets
- 3 d'injection de GSR dans le but d'éventuellement déposer une révision complète de la
- 4 méthodologie.

## **2 SEUILS DE DÉSÉQUILIBRES**

### **2.1 MISE EN CONTEXTE**

1 La mécanique de suivi et les seuils de déséquilibres en application au moment de leur suspension  
2 en décembre 2021<sup>10</sup> avaient été proposés dans le cadre de la création du tarif de réception  
3 en 2013<sup>11</sup> avec en tête l'arrivée probable de producteurs de gaz de schiste au Québec. Les règles  
4 approuvées permettaient d'encadrer les déséquilibres quotidiens et cumulatifs. Ces règles  
5 avaient été calquées sur les principes du *Limited Balancing Agreement* de TCPL.

6 Les règles encadrant les déséquilibres quotidiens visaient à capter les coûts que pourraient  
7 générer les écarts entre les volumes nominés et ceux réellement injectés alors que celles  
8 entourant les déséquilibres cumulatifs visaient à inciter les producteurs à équilibrer leurs injections  
9 et leurs nominations sur la durée de la période contractuelle puisqu'aucun mécanisme d'achat ou  
10 de vente de gaz n'était prévu.

11 Des seuils de tolérance avaient été mis en place dans l'objectif de limiter les enjeux auprès des  
12 plus petits producteurs (75 GJ pour les déséquilibres quotidiens et 150 GJ pour les déséquilibres  
13 cumulatifs).

14 Dès le début des opérations de production de GSR de la Ville de Saint-Hyacinthe, Énergir a réalisé  
15 les enjeux causés par les seuils de tolérance et recommandait à la Régie, dans le dossier  
16 R-4008-2017, un ajustement à la hausse des seuils mentionnés dans l'article 13.2.2.2 des  
17 *Conditions de service et Tarif* (CST) (soit 2 111 GJ pour les déséquilibres quotidiens et de  
18 4 221 GJ pour les écarts cumulatifs)<sup>12</sup>.

19 Dans la décision D-2021-158, la Régie considérait qu'un examen plus approfondi était préférable  
20 pour fixer le niveau approprié des seuils de déséquilibre du tarif de réception et réexaminer la  
21 méthodologie pour déterminer les déséquilibres<sup>13</sup>.

---

<sup>10</sup> R-4008-2017, D-2021-158, p. 173, paragr. 737.

<sup>11</sup> R-3732-2010, D-2013-195.

<sup>12</sup> Pièce R-4008-2017, B-0487, Gaz Métro-1, Document 2.

<sup>13</sup> R-4008-2017, D-2021-158, paragr. 735.

1 Dans cette même décision, la Régie suspendait temporairement l'application de l'article 13.2.2.2  
2 des CST pour les clients du service de réception injectant du GSR et transférait l'examen de  
3 l'enjeu des seuils de déséquilibre dans le cadre d'un prochain dossier tarifaire<sup>14</sup>.

## 2.2 RECOMMANDATION

4 Énergir considère qu'il est inéquitable d'appliquer à tous les producteurs de GSR les seuils  
5 apparaissant dans ses CST à l'heure actuelle, car cela mènerait à des pénalités facturables pour  
6 le producteur supérieures aux coûts réellement encourus par Énergir et sa clientèle.

7 Les prévisions quotidiennes d'injection étant peu précises dû à la variabilité des procédés de  
8 production de GSR, Énergir ne peut pas les utiliser et se base plutôt sur l'historique de production  
9 et les différentes informations obtenues directement des producteurs et via le système SCADA<sup>15</sup>  
10 qui suit la production en temps réel. De plus, comme il s'agit de faibles volumes, le déséquilibre  
11 est pratiquement invisible pour l'équipe responsable des approvisionnements gaziers. En cours  
12 d'une journée gazière, l'ensemble des volumes sont équilibrés, incluant la variation entre les  
13 injections prévues et les injections réelles des producteurs de GSR. Depuis l'ajout de producteurs  
14 de GSR, les variations d'injection de ces producteurs ont toujours pu être gérées avec les outils  
15 existants à la disposition d'Énergir.

16 Les volumes totaux de GSR actuellement produit en franchise sont relativement faibles et Énergir  
17 évalue que tant que le volume de GSR produit par un producteur en franchise est inférieur  
18 à 10 000 GJ/jour, les outils actuels de flexibilité opérationnelle<sup>16</sup> permettent de réduire les coûts  
19 et les risques associés aux déséquilibres quotidiens à près de zéro. Au-delà de ce seuil, dans le  
20 cas où un projet visant une production de plus de 10 000 GJ/jour livrés en franchise était prévu<sup>17</sup>,  
21 Énergir devrait étudier les impacts des producteurs sur les besoins de flexibilité opérationnelle et  
22 le plan d'approvisionnement de façon plus poussée afin de déterminer les coûts et les risques  
23 associés à leurs injections. D'ici là, en l'absence d'une étude approfondie, Énergir juge qu'il est  
24 prudent de conserver le suivi des déséquilibres pour ces plus grands projets.

---

<sup>14</sup> R-4008-2017, D-2021-158, paragr. 736 et 737.

<sup>15</sup> Supervisory Control and Data Acquisition.

<sup>16</sup> B-0058, Énergir-H, Document 5.

<sup>17</sup> À titre de référence, le plus grand producteur prévu aura une production de 6 500 GJ/jour.

1 De plus, la mécanique de suivi en place, en plus de n'avoir aucun avantage pour Énergir, est  
2 inutilement lourde pour les petits producteurs en franchise et ne favorise pas l'atteinte des  
3 objectifs du PEV 2030 qui vise notamment à maximiser les injections de GSR au Québec.

4 Pour l'ensemble de ces raisons, **Énergir recommande de ne plus faire de suivi des**  
5 **déséquilibres auprès des producteurs en franchise dont le volume de GSR produit est**  
6 **inférieur à 10 000 GJ/jour pourvu que les volumes visent une destination en franchise**  
7 **uniquement.**

8 Cette nouvelle mesure impliquerait la modification suivante à l'article 13.2.1 des CST :

9 « Pour tout client qui désire fournir partiellement ou totalement l'équilibrage servant à la  
10 gestion quotidienne du gaz naturel qu'il retire à ses installations ou qu'il injecte dans le réseau  
11 de distribution, sous réserve de l'article 17.2.2.

12 Le client assujetti au tarif  $D_1$ ,  $D_3$  ou  $D_4$  qui désire fournir totalement son équilibrage, s'engage  
13 à livrer chaque jour au distributeur un VJC égal à sa consommation de la même journée ; les  
14 modalités relatives aux déséquilibres volumétriques décrites à l'article « Service fourni par le  
15 client » du service de fourniture sont applicables.

16 Le client assujetti au tarif  $D_R$  est assujetti à l'article 13.2.2.2 « Écarts entre les volumes  
17 nominés et les volumes injectés » à l'exception du client injectant du gaz de source  
18 renouvelable [qui livre l'ensemble des volumes injectés en franchise et dont le volume](#)  
19 [d'injection quotidien est inférieur à 10 000 GJ.](#) »

20 Cependant, **pour ce qui est des producteurs livrant hors franchise**, comme Énergir doit  
21 concilier ses volumes à la sortie de la franchise, il pourrait y avoir un préjudice pour la clientèle  
22 d'Énergir si les livraisons du producteur sur le réseau ne sont pas équivalentes à la nomination  
23 sur le réseau de TCPL. Ceci s'explique par le fait qu'Énergir détient des outils pour équilibrer la  
24 demande en franchise, mais ne possède pas d'outils pour gérer des écarts liés à la demande  
25 hors franchise. Ainsi, il est nécessaire qu'un mécanisme soit maintenu pour les livraisons hors  
26 franchise afin d'assurer que la clientèle n'ait pas à déboursier de frais pour l'équilibrage additionnel  
27 que cela pourrait générer. **Pour cette raison, Énergir recommande de maintenir le suivi des**  
28 **déséquilibres quotidiens et cumulatifs selon les seuils actuels tel que décrit dans les CST,**  
29 **pour les volumes livrés par les producteurs de GSR hors territoire et ceci, peu importe leur**  
30 **volume de production.**

- 1 En conclusion, par la mise en place des nouvelles mesures identifiées ci-dessus, Énergir cherche
- 2 à assouplir le suivi des déséquilibres afin de favoriser l'atteinte des objectifs du PEV 2030 qui
- 3 vise notamment à maximiser les injections de GSR le tout sans impact sur les coûts en
- 4 approvisionnements gaziers.

## **CONCLUSION**

1 **Énergir demande à la Régie d' :**

- 2       > **Autoriser, à compter de l'année tarifaire 2023-2024, les deux modifications au taux –**  
3       **Volet Distribution du tarif de réception proposées à la section 1 du présent**  
4       **document;**
- 5       > **Approuver la modification à l'article 13.2.1 des CST proposée à la section 2 du**  
6       **présent document.**