

TARIFICATION ET FONCTIONNALISATION DES  
COÛTS RELATIFS AU PROJET  
D'INVESTISSEMENT DU SITE D'INJECTION  
SITUÉ À SAINTE-SOPHIE (WM)

**TABLE DES MATIÈRES**

<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>3</b>
<b>1 PROPOSITION DE MODIFICATIONS.....</b>	<b>5</b>
1.1 Modification proposée à la composante A.....	5
1.2 Problématique de la tarification actuelle – composante D .....	7
<b>2 MODIFICATIONS AUX <i>CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF</i>.....</b>	<b>9</b>
<b>CONCLUSION.....</b>	<b>9</b>

## INTRODUCTION

1 Le tarif de réception approuvé par la Régie de l'énergie (Régie) dans sa décision D-2011-108  
2 permettait de récupérer, au cours d'une période donnée, l'ensemble des coûts occasionnés par  
3 de nouveaux investissements liés à l'arrivée de producteurs de gaz naturel. Les coûts d'injection  
4 étaient directement alloués aux clients. Au moment de la création de ce tarif, Énergir, s.e.c.  
5 (Énergir) a défini quatre grandes catégories de coûts, soit :

- 6 1. Les coûts reliés aux investissements en capital du poste d'injection et des conduites de  
7 raccordement (coûts de catégorie A);
- 8 2. Les coûts du réseau de distribution existant (coûts de catégorie B);
- 9 3. Les coûts de distribution non liés au réseau gazier (coûts de catégorie C);
- 10 4. Les coûts additionnels d'utilisation du réseau de transport TCPL/TQM (coûts de  
11 catégorie D).

12 Les propositions originales des coûts de catégories A et C ont évolué par la suite. En effet, une  
13 refonte de ces deux catégories de coûts a été approuvée par la décision D-2024-113<sup>1</sup> et a permis  
14 d'ajuster le tarif de réception conformément aux nouvelles réalités du marché du gaz de source  
15 renouvelable (GSR).

16 Grâce à la refonte, la modification à la définition des actifs devant être considérés aux coûts de  
17 catégorie A du tarif  $D_R$  reflète ainsi la nouvelle réalité d'un approvisionnement local décentralisé  
18 et permettra de faciliter l'émergence de projets de GSR en franchise. Par conséquent, le tarif  
19 applicable pour la récupération des coûts de catégorie A, c.-à-d. le volet investissement, est  
20 déterminé en considérant les coûts suivants (nets de subvention gouvernementale) :

- 21 • coûts associés au poste d'injection, assumés entièrement par le producteur;
- 22 • coûts associés à la conduite : assumés par la clientèle d'Énergir jusqu'à concurrence de  
23 1 M\$; tous les coûts supérieurs à 1 M\$ seraient assumés par le producteur.

---

<sup>1</sup> Dossier R-4257-2024, décision D-2024-113, paragr. 418.

1 Quant au taux du volet distribution, il vise désormais à récupérer les coûts d'opération et  
 2 d'entretien (coûts de catégorie C) du poste d'injection. Ainsi, le tarif applicable pour la  
 3 récupération des coûts de catégorie C, c.-à-d. le volet distribution, est un tarif timbre-poste  
 4 déterminé de la façon suivante : Taux – Volet distribution ( $\$/m^3/jour$ ) = Coûts de 93 999<sup>2</sup> par  
 5 année, divisé par le nombre de jours de l'année, divisés par la capacité maximale contractuelle  
 6 du producteur (CMC).

7 Le tarif  $D_R$  vise à récupérer quatre catégories de coûts auprès des producteurs et de l'ensemble  
 8 de la clientèle d'Énergir, et des taux différents s'appliquent pour chacun d'eux. Le tarif est  
 9 structuré comme suit :

**Tableau 1**  
**Composantes du tarif  $D_R$  par catégorie de coûts**

Taux		Catégories de coûts		Détails des coûts
Applicables au point de réception	Volet investissement	A	Coûts reliés aux investissements du poste d'injection et de l'excédent de 1 M\$ des conduites et autres actifs de raccordement (terrains, servitudes, etc.)	Planification de projet, acquisition et installation des actifs, dépenses d'amortissement, frais de financement, rendement, impôts
	Volet distribution	C	Coûts de distribution non reliés au réseau gazier	Dépenses d'opération et entretien du poste d'injection
Applicables au point de livraison		B	Coûts du réseau de distribution existant	Utilisation des conduites haute pression pour acheminer le GSR hors de la franchise d'Énergir
		D	Coûts additionnels d'utilisation du réseau de transport TCPL/TQM	Réservation de capacité pour acheminer le GSR à une autre zone de consommation à l'intérieur de la franchise

10 Énergir propose dans le présent document une méthodologie de tarification du tarif de transport  
 11 du projet de Sainte-Sophie et des modifications dans la prise en charge des coûts additionnels  
 12 d'utilisation du réseau de transport TCPL/TQM, c.-à-d. la composante D du tarif de réception.  
 13 Cette composante D n'a pas évolué depuis sa création en 2011. Cependant, le contexte actuel  
 14 préconise sa suppression de la structure du tarif  $D_R$ .

<sup>2</sup> Taux approuvé pour l'année 2025-2026 (décision D-2025-105, paragr. 346).

## 1 PROPOSITION DE MODIFICATIONS

1 Dans la présente section, Énergir répond à la demande de la Régie de proposer une  
2 méthodologie de tarification des frais additionnels de transport pour le GSR injecté sur TQM au  
3 tarif de réception pour le projet de Sainte-Sophie qui tienne compte des principes énoncés dans  
4 la décision D-2025-055, dont celui de la causalité des coûts<sup>3</sup>.

### 1.1 MODIFICATION PROPOSÉE À LA COMPOSANTE A

5 Depuis le dépôt de la proposition de méthodologie de fonctionnalisation des frais additionnels de  
6 transport de TQM pour le projet de Sainte-Sophie, Énergir a poursuivi ses discussions avec  
7 TCPL/TQM. Grâce à ces discussions, Énergir propose un concept différent pour récupérer, via  
8 les producteurs, les coûts d'utilisation du réseau de TQM pour acheminer le GSR vers une zone  
9 de consommation de la franchise.

10 Énergir pourra utiliser le réseau de TQM sans avoir à signer de contrat de transport. En effet, il  
11 ne s'agira plus de coûts de transport, mais de coûts d'utilisation du réseau de TQM. Ces coûts  
12 d'utilisation seront pris en charge au moyen d'une lettre d'entente avec TCPL/TQM. L'entente  
13 visée est permanente, et sa seule caractéristique est qu'elle permettra à Énergir d'injecter dans  
14 le réseau jusqu'à concurrence de 4 % de la capacité contractuelle détenue, sans devoir souscrire  
15 à des contrats de transport. Dans le cas où la limite d'injection était dépassée, Énergir devra soit  
16 négocier avec TCPL, soit prendre des contrats de transport. Énergir est d'avis qu'un  
17 dépassement de la limite d'injection ne surviendra pas pour les dix prochaines années. À titre  
18 illustratif, dans le cas de WM, les injections représentent moins de 1 % de la capacité  
19 contractuelle détenue.

20 En fonction de la lettre d'entente, Énergir devra payer dès le début les coûts de branchement  
21 encourus par TCPL/TQM pour raccorder un producteur au réseau. Ces coûts sont évalués à 3 M\$  
22 dans le cas de WM et la facture sera assumée par Énergir en un seul paiement. Ces coûts de  
23 branchement sont capitalisables dans les actifs d'Énergir. Pour qu'ils soient entièrement assumés  
24 par le producteur, Énergir propose qu'ils soient considérés au tarif de réception dans le volet  
25 investissement (coûts de catégorie A). Énergir s'assurera de distinguer la portion socialisable de  
26 la conduite de ces coûts de branchement. Ainsi, ce ne seront plus les coûts de catégorie D qui

---

<sup>3</sup> Dossier R-4287-2024 (phase 1), décision D-2025-055, paragr. 129.

1 seront modifiés, mais les coûts de catégorie A via les coûts de construction de la conduite (la  
2 portion non socialisable).

3 Au niveau de TCPL, la création d'un point d'injection sur leur réseau à Sainte-Sophie est requise.  
4 Cette création nécessite l'approbation du *Tolls Task Force* (TTF) et ensuite l'approbation de la  
5 Régie de l'énergie du Canada (REC).

6 Basée sur cette proposition, Énergir est d'avis qu'il ne sera plus nécessaire de commenter, dans  
7 le cadre du présent dossier, la possibilité que les coûts et les revenus de la catégorie D du tarif D<sub>R</sub>  
8 soient fonctionnalisés dans le service de transport, vu qu'il n'y aura pas de contrat de transport.

9 La Régie, dans sa décision D-2025-055, a soulevé plusieurs éléments à considérer en lien avec  
10 la récupération des coûts d'utilisation du réseau de TQM. Énergir résume ces éléments dans le  
11 tableau suivant et y présente les résultats de son analyse.

Tableau 2

Éléments soulevés par la Régie (décision D-2025-055)	Analyse de la méthodologie proposée
[52] Pour parler de tarif de transport, il faut un contrat de service de transport.	Énergir a signé une lettre d'entente qui permet d'injecter jusqu'à 4% de sa capacité contractuelle sur le réseau de TCPL sans souscrire à des contrats de transport additionnels.
[115] De plus, la Régie ne saurait retenir une méthodologie pour la catégorie D du tarif de réception qui pourrait faire en sorte que l'on fixe deux tarifs distincts pour un même coût de transport de TQM, selon que l'acquéreur du GSR est Énergir ou un tiers.	Le coût de branchement sera récupéré par Énergir via le tarif de réception du producteur. Pas de distinction de l'acquéreur, c'est le producteur qui assume tous les coûts.
[116] Enfin, la Régie estime que le bénéficiaire du GSR n'est pas un inducteur adéquat pour déterminer la fonctionnalisation et l'allocation des coûts additionnels de transport de TQM.	
[124] En revanche, la Régie considère que la proposition d'Énergir pourrait créer une discrimination entre les producteurs dans la mesure où un même coût pourrait, selon qui est l'acquéreur du GSR, soit Énergir ou un tiers, être assujéti à deux tarifs différents.	
[117] Le tarif de réception d'un client producteur de GSR doit refléter cette causalité des coûts. C'est pourquoi les coûts de transport encourus par Énergir en raison de l'injection du GSR dans son réseau doivent être supportés par les clients-producteurs au moyen de la catégorie D du tarif de réception. De cette façon, le revenu généré par le tarif applicable à une catégorie de client reflétera le coût attribuable à sa desserte.	Énergir utilisera les coûts de catégorie A assumés par le producteur pour récupérer les coûts de branchement issus de la lettre d'entente avec TCPL/TQM.

Éléments soulevés par la Régie (décision D-2025-055)	Analyse de la méthodologie proposée
[118] Ne pas masquer la réalité des coûts en transmettant un mauvais signal de marché quant à la valeur relative des différents projets ou approvisionnements.	Énergir entend utiliser les dispositions de la lettre d'entente pour les futurs projets de GSR qui nécessiteront un branchement sur TQM, et donc inscrire les coûts via la catégorie A pour les faire assumer par le producteur.
[122] Ne pas faire assumer les risques contractuels aux clients-consommateurs plutôt qu'au client-producteur.	Énergir récupérera les coûts de branchement par le tarif $D_R$ assumé par le client-producteur via les coûts de catégorie A.
[126] Pour l'ensemble de ces considérations, la Régie conclut que c'est le client-producteur qui requiert un contrat de transport avec TQM et qui doit en assumer les risques et les coûts par le biais de la catégorie D du tarif $D_R$ et non les clients-consommateurs de GSR. Ainsi, la Régie rejette la proposition d'Énergir à cet égard et maintient la récupération des coûts de transport par le biais des coûts de la catégorie D du tarif de réception.	Il ne s'agira plus de contrat de transport. Énergir a signé une lettre d'entente, comme expliqué plus haut.
[130] Ainsi, la Régie s'attend à recevoir une méthodologie qui fasse assumer par le client-producteur les coûts complets d'un ou des contrats spécifiquement conclus pour le transport de son GSR sur TQM par le biais de la catégorie D du tarif $D_R$ .	

## 1.2 PROBLÉMATIQUE DE LA TARIFICATION ACTUELLE – COMPOSANTE D

1 Comme expliqué par Énergir en réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements  
2 n° 2 de la Régie<sup>4</sup>, le contexte d'origine de la création des coûts de catégorie D est différent du  
3 contexte actuel. La tarification par zone constituait un élément raisonnable dans le contexte de  
4 production de masse de gaz naturel de schiste, mais n'est pas vraiment adaptée pour la  
5 production de GSR. En effet, les volumes qui avaient été prévus avec le gaz naturel de schiste  
6 étaient beaucoup plus importants que ceux de la production actuelle de GSR : les volumes  
7 anticipés pouvaient avoir comme effet de modifier le flux physique du gaz naturel sur le réseau  
8 de TQM. De plus, Énergir ne s'était pas engagée à acheter ces volumes pour la consommation  
9 de sa clientèle. Ainsi, le type de contrat avec les producteurs et avec TQM est différent et n'a pas  
10 la même portée ni les mêmes enjeux que dans le contexte de production de gaz naturel de  
11 schiste.

12 Le projet de Sainte-Sophie est par ailleurs le premier projet impliquant Énergir qui sera connecté  
13 au réseau de TQM. Les volumes prévus pour ce projet, à l'échelle des volumes transigeant par  
14 TCPL/TQM, sont peu significatifs. Bien que pour l'application à un seul producteur (qui est

<sup>4</sup> Dossier R-4287-2024, pièce B-0034, Énergir-F, Document 7.

1 également le seul dans une zone sans consommation) soit plutôt simple, l'application de la  
2 composante D à l'ensemble des producteurs de GSR est très complexe. Voici certains éléments  
3 qui expliquent cette complexité :

- 4 • Dans la mesure où plusieurs producteurs sont ajoutés sur leur propre portion de réseau  
5 (comme WM), cela crée des zones additionnelles chaque fois, ce qui multiplie les tarifs  
6 potentiels;
- 7 • Les coûts de catégorie D sont liés aux volumes déplacés. Le calcul précis des volumes  
8 déplacés, lorsqu'ils diffèrent des volumes injectés, peut s'avérer très complexe à effectuer  
9 tant en estimation qu'au réel;
- 10 • Les capacités d'absorption des zones peuvent varier dans le temps, pour des raisons  
11 autres que l'ajout de production de GSR (ajout/départ de clients ou changement de profil  
12 de consommation de la clientèle), ce qui pourrait avoir un effet sur les volumes déplacés  
13 et impacter le recouvrement des coûts.

14 Ainsi, comme mentionné par la Régie<sup>5</sup>, il serait complexe de calculer la catégorie D du tarif  $D_R$   
15 pour le GSR injecté à Sainte-Sophie de la manière prévue à la décision D-2011-108, notamment  
16 en raison du fait que la notion de zone de consommation est devenue inutile.

17 Considérant les problématiques ci-dessus et étant donnée la solution proposée à la section 1.1,  
18 Énergir demande à la Régie de supprimer la composante D de la structure du tarif  $D_R$ .

---

<sup>5</sup> Dossier R-4287-2024, phase 1, décision D-2025-055, paragr. 127.

## 2 MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF

1 L'article 14.5.2.2.1 ci-dessous sera supprimé :

2 ~~14.5.2.2 Taux aux points de livraison pour le client qui injecte~~

3 ~~14.5.2.2.1 Taux unitaires pour les volumes livrés en territoire~~

4 ~~Pour chaque m<sup>3</sup> de volume livré en territoire, les taux unitaires applicables sont les suivants,~~  
 5 ~~selon la zone de consommation :~~

<del>Zone de consommation</del>	<del>Taux (¢/m<sup>3</sup>)</del>
<del>Bécancour</del>	<del>0,000</del>
<del>Estrie</del>	<del>0,000</del>
<del>Montérégie</del>	<del>0,000</del>
<del>Québec</del>	<del>0,000</del>
<del>Saguenay</del>	<del>0,000</del>

## CONCLUSION

6 Étant donné ce qui précède, Énergir propose la suppression de la composante D du tarif de  
 7 réception. Ainsi, Énergir demande à la Régie de mettre fin au suivi demandé dans la  
 8 décision D-2023-056 (paragr. 36) qui consiste à présenter les données les plus récentes pour les  
 9 projets injectant dans la zone de consommation concernée lors d'une demande d'investissement  
 10 visant le raccordement d'un nouveau site de GSR.

### Énergir demande à la Régie :

- 11 > d'approuver les modifications proposées dans la composante A;
- 12 > d'approuver la suppression proposée de la composante D;
- 13 > de mettre fin au suivi demandé dans la décision D-2023-056 (paragr. 36).