

**STRATÉGIE TARIFAIRE
ET
ÉTABLISSEMENT DES GRILLES
TARIFAIRES
2021 - 2022**

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	3
1 FONCTIONNALISATION DES COÛTS	3
1.1 Coûts reliés à l'émission de gaz à effet de serre (GES) du gaz naturel renouvelable (GNR).....	3
2 AJUSTEMENTS RELIÉS AUX INVENTAIRES	4
3 SERVICE DE TRANSPORT	4
3.1 Marge excédentaire.....	5
3.2 Disposition du CFR	5
4 SERVICE D'ÉQUILIBRAGE	6
4.1 Service du Distributeur.....	6
4.2 Service fourni par le client.....	8
5 SERVICE DE DISTRIBUTION	8
5.1 Répartition tarifaire.....	9
5.2 La stratégie au tarif général D ₁	9
5.3 Stratégie aux tarifs à débit stable D ₃ et D ₄	11
5.4 Stratégie au tarif interruptible D ₅	13
5.5 Service de réception.....	15
6 PRÉSENTATION DES RÉSULTATS	18
CONCLUSION	19
ANNEXE 1 : CARTE DES ZONES DE CONSOMMATION	

INTRODUCTION

1 Le présent document décrit l'approche utilisée afin de générer les grilles tarifaires 2021-2022. 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 de transport et d'équilibrage et la
4 stratégie d'établissement des taux pour le service de distribution.

1 FONCTIONNALISATION DES COÛTS

5 La pièce Énergir-Q, Document 2 présente les différents coûts ainsi que la répartition de la base
6 de tarification par service pour le budget 2021-2022.

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

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

1.1 COÛTS RELIÉS À L'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE (GES) DU GAZ NATUREL RENOUVELABLE (GNR)

13 Dans le cadre de l'Étape C du dossier portant sur les mesures relatives à l'achat et la vente de
14 GNR, Énergir a déposé une proposition finale pour la fonctionnalisation et la tarification des coûts
15 supplémentaires du SPEDE découlant de la modification au *Règlement sur la déclaration*
16 *obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère* (RDOCÉCA)¹. D'ici à ce
17 qu'une décision soit rendue à ce propos dans le dossier R-4008-2017, Énergir propose de
18 maintenir la fonctionnalisation et la tarification des coûts supplémentaires du SPEDE relatifs aux
19 volumes de GNR distribués dans le service du SPEDE tel qu'il existe actuellement, de la même
20 manière qu'il avait été appliqué pour la précédente cause tarifaire².

¹ R-4008-2017, B-0558, Gaz Métro-5, Document 3, section 4.

² R-4119-2020, D-2020-145, paragr. 423.

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 de fourniture de gaz naturel, de transport et de SPEDE sont
4 facturés à partir de l'ajustement relié aux inventaires de chacun de ces services, selon le profil de
5 chaque client, à l'exception des clients du tarif D₁ dont la consommation est inférieure à
6 75 000 m³/an. Ceux-ci se voient facturer un prix mensuel moyen reflétant le profil de
7 consommation de l'ensemble de la clientèle de ce tarif.

3 SERVICE DE TRANSPORT

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

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

13 Les coûts totaux de transport, présentés à la ligne 1, s'élèvent à 187,1 M\$. Ces coûts ont été
14 réduits des revenus d'obligation minimale annuelle de 0,7 M\$, des revenus d'ajustement
15 d'inventaire de transport (portion variation de prix) de -0,3 M\$, ainsi que des revenus de transport
16 du gaz d'appoint de 0,8 M\$ prévus pour l'année 2021-2022. De ce fait, les coûts de transport à
17 récupérer à partir du tarif de transport s'élèvent à 186,0 M\$.

18 Les différents tarifs pour l'utilisation contractée sur les réseaux de TransCanada PipeLines
19 Limited (TCPL) et Enbridge Gas (Enbridge) présentés aux lignes 7 à 10 correspondent à la
20 somme de leurs tarifs respectifs. Comme présenté dans le plan d'approvisionnement, de
21 nouveaux tarifs de TCPL sont pris en compte à partir du 1^{er} janvier 2022³. Ainsi, les taux présentés
22 aux lignes 7 à 10 résultent de la somme des tarifs d'Enbridge et de la moyenne des tarifs de
23 TCPL au 1^{er} janvier 2021 et au 1^{er} janvier 2022, pondérée par les volumes projetés

³ B-0006, Énergir-H, Document 1, annexe 7, p. 2.

1 respectivement sur les périodes du 1^{er} octobre au 31 décembre 2021 et du 1^{er} janvier au
2 30 septembre 2022.

3 Ainsi, les prix proposés au service de transport à compter du 1^{er} octobre 2021 pour l'année
4 tarifaire 2021-2022 sont les suivants :

Tableau 1

	Zone Sud	Zone Nord
Service du client	0,00 ¢/m ³	0,081 ¢/m ³
Service du Distributeur	3,115 ¢/m ³	

3.1 MARGE EXCÉDENTAIRE

5 Les coûts échoués reliés à la marge excédentaire sont fonctionnalisés au service de transport,
6 comme la Régie l'a ordonné dans la décision D-2017-094. Aucune marge excédentaire n'est
7 prévue pour 2021-2022⁴.

8 À titre de rappel, il n'y a pas eu de marge excédentaire pour l'année 2019-2020⁵. Il n'y a donc
9 aucun trop-perçu ou manque à gagner à remettre ou à récupérer de l'ensemble de la clientèle⁶.

10 Les coûts reliés à la marge excédentaire pour l'année 2021-2022 sont donc nuls. L'information
11 est présentée à la ligne 14 de la pièce Énergir-Q, Document 3.

3.2 DISPOSITION DU CFR

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

⁴ B-0006, Énergir-H, Document 1, p. 64.

⁵ R-4076-2018, B-0184, Énergir-H, Document 1, p. 64.

⁶ Selon la méthodologie expliquée dans la pièce R-4018-2017, B-0054, GM-Q, Document 13.

1 Le solde du CFR à récupérer pour l'année 2021-2022 s'élève à 3,9 M\$⁷ et est intégré dans les
2 coûts totaux de transport de 187,1 M\$⁸.

4 SERVICE D'ÉQUILIBRAGE

4.1 SERVICE DU DISTRIBUTEUR

3 La pièce Énergir-Q, Document 4 détaille la méthode de calcul des taux de pointe et d'espace du
4 service d'équilibrage pour l'année tarifaire 2021-2022.

5 Dans un premier temps, les prix d'équilibrage « Avant modifications » sont établis (lignes 11
6 à 19). Les taux unitaires de pointe et d'espace sont calculés en divisant respectivement les coûts
7 de pointe, incluant le gaz d'appoint concurrence (GAC) et avant modifications (71,8 M\$, ligne 1),
8 et les coûts d'espace (67,8 M\$, ligne 2) par les facteurs pointe (16 127 10³m³/jour, ligne 9,
9 colonne 7) et espace (5 047 10³m³/jour, ligne 10, colonne 7) calculés pour l'ensemble de la
10 clientèle. On obtient un taux de pointe de 445,5 ¢/m³/jour et un taux d'espace de 1 344,0 ¢/m³/jour
11 (lignes 11 et 12, colonne 7).

12 Le prix moyen d'équilibrage évalué pour l'ensemble de la clientèle du tarif de distribution D₁ est
13 de 3,993 ¢/m³ (ligne 14, colonne 1). La méthode utilisée pour établir le prix d'équilibrage pour le
14 GAC est conforme à celle approuvée par la décision D-2011-182, soit entre 0,000 ¢/m³ et le prix
15 d'équilibrage moyen pour le tarif de distribution D₄.

16 Une fois ces taux établis, ils sont ensuite ajustés pour tenir compte du décalage qui existe entre
17 les volumes à partir desquels les paramètres A, H et P sont déterminés pour évaluer le prix
18 d'équilibrage client par client et les volumes sur lesquels ce prix s'applique. Les taux sont
19 également ajustés pour tenir compte de l'impact des prix minimal et maximal sur la génération
20 des revenus. Il est à noter que le prix minimal est établi en divisant le prix d'espace par le nombre
21 de jours de l'année (prix minimal = -1 310,9 ¢/m³/365 = -3,591 ¢/m³) et que le prix maximal est
22 établi selon un profil de consommation de 20 % de coefficient d'utilisation (CU), comme approuvé
23 par la Régie dans sa décision D-2011-182. Ainsi, les taux d'équilibrage sont ajustés à la baisse

⁷Énergir-N, Document 6, p. 1, l. 33, c. 1.

⁸Énergir-Q, Document 3, l. 1, c. 3.

1 de 2,47 % pour générer le revenu requis. Les taux d'équilibrage « Avant modifications » obtenus
2 sont :

- 3 > Taux pointe : 434,5 ¢/m³/jour;
- 4 > Taux espace : 1 310,9 ¢/m³/jour; et
- 5 > Prix unitaire moyen des clients au tarif D₁ : 3,894 ¢/m³.

6 Le prix minimal serait de -3,591 ¢/m³ et le prix maximal de 7,677 ¢/m³, comme présenté aux
7 lignes 18 et 19, à la colonne 7.

8 Dans un deuxième temps, Énergir établit les prix d'équilibrage « Après modifications » (lignes 20
9 à 28).

10 Les prix d'équilibrage « Après modifications » sont établis de la même manière qu'à l'étape
11 « Avant modifications ». Les taux unitaires « Après modifications » de pointe et d'espace sont
12 calculés en divisant respectivement les coûts de pointe (71,8 M\$, ligne 1) et d'espace (67,8 M\$,
13 ligne 2) par les facteurs pointe (16 127 10³m³/jour, ligne 9, colonne 7) et espace
14 (5 047 10³m³/jour, ligne 10, colonne 7) calculés pour l'ensemble de la clientèle. On obtient un taux
15 de pointe de 445,5 ¢/m³/jour et un taux d'espace de 1 344,0 ¢/m³/jour (lignes 20 et 21, colonne 7).

16 Pour éviter l'accroissement des crédits octroyés et dans la mesure où Énergir révisera certains
17 aspects du tarif d'équilibrage dans le cadre des travaux entourant la Vision tarifaire
18 (R-3867-2013), il est proposé de maintenir les prix minimal et maximal d'équilibrage à -1,561 ¢/m³
19 et 7,638 ¢/m³ respectivement, comme approuvé par la décision D-2013-115.

20 À cette étape, les taux d'équilibrage sont ajustés à la baisse de 2,57 % pour générer le revenu
21 requis. Finalement, les taux d'équilibrage « Après modifications » obtenus sont :

- 22 > Taux pointe : 434,0 ¢/m³/jour;
- 23 > Taux espace : 1 309,5 ¢/m³/jour; et
- 24 > Prix unitaire moyen des clients au tarif D₁ : 3,890 ¢/m³.

25 Le détail des prix moyens par tarifs se retrouve à la ligne 26 de la pièce Énergir-Q, Document 4.

4.2 SERVICE FOURNI PAR LE CLIENT

1 Par une correspondance datée du 29 janvier 2021, la Régie a approuvé la mise à jour des prix
2 du service d'équilibrage fourni par le client assujetti au tarif D_R à la suite de changements dans
3 les taux de transport de TCPL. Ces nouveaux taux sont effectifs du 1^{er} janvier au
4 31 décembre 2021.

5 Par conséquent, l'article 13.2.2.2 des *Conditions de service et Tarif* (CST) a été modifié pour
6 refléter les nouveaux taux de TCPL applicables durant la période susmentionnée. Le tableau 2
7 présente un récapitulatif des taux applicables aux déséquilibres quotidiens et aux soldes des
8 comptes d'écarts cumulatifs déjà en vigueur, et qui le demeureront pour la période du 1^{er} octobre
9 au 31 décembre 2021.

Tableau 2

	Écart	Ratio du taux de TCPL ⁹	Taux (¢/m ³)
Déséquilibres quotidiens	les premiers 2 % à 4 %	0,20	1,144
	les suivants 4 % à 8 %	0,50	2,859
	les suivants 8 % à 10 %	0,75	4,288
	les suivants excédant 10 %	1,00	5,718
Écarts cumulatifs	les premiers 4 % à 6 %	0,15	0,858
	les suivants excédant 6 %	0,25	1,429

5 SERVICE DE DISTRIBUTION

10 Les tarifs de distribution 2020-2021¹⁰, appliqués sur les volumes projetés pour l'année 2021-2022,
11 génèrent des revenus de distribution de 569,4 M\$¹¹. Puisque le revenu requis de distribution pour
12 l'année 2021-2022 est de 664,1 M\$¹², l'ajustement tarifaire au service de distribution est
13 de 94,6 M\$¹³, soit une augmentation de 16,6 %.

⁹ Les ratios sont appliqués sur le taux de TCPL du tronçon Empress – Énergir EDA qui est de 1,509 \$/GJ ou 5,718 ¢/m³.

¹⁰D-2020-145 et D-2020-158.

¹¹Énergir-N, Document 2, I. 2, c. 1.

¹²Énergir-N, Document 2, I. 1, c. 1.

¹³Énergir-N, Document 2, I. 3, c. 1.

1 Dans sa décision D-2013-106, la Régie notait que le Distributeur était à compléter sa Vision
2 tarifaire et considérait que, dans ce contexte, la proposition d'Énergir de répartir la hausse du
3 revenu requis de distribution au prorata des revenus de distribution constituait une proposition
4 acceptable. Cependant, pour le tarif D₁, la Régie demandait de répartir la hausse tarifaire du
5 revenu requis entre les frais de base et les frais variables, de manière à conserver les ratios
6 actuels.

7 Dans la mesure où les travaux sur la Vision tarifaire (R-3867-2013) sont toujours en cours, Énergir
8 propose, conformément à la décision D-2019-141, de maintenir la stratégie tarifaire approuvée
9 dans la décision D-2013-106 pour l'établissement des tarifs 2021-2022. Les sections qui suivent
10 décrivent la méthodologie suivie.

5.1 RÉPARTITION TARIFAIRE

11 Bien que l'exercice de répartition tarifaire traditionnelle ne soit pas maintenu, la pièce *Répartition*
12 *tarifaire 2021-2022* (Énergir-Q, Document 5) est tout de même déposée. Cette pièce définit, pour
13 chacun des paliers tarifaires, les variations de revenus requises pour générer les revenus de
14 distribution proposés de 664,1 M\$.

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

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

23 La colonne 16 présente les variations totales requises pour la génération des revenus 2021-2022
24 de tous les services combinés, exprimées en pourcentage des revenus TÉID.

5.2 LA STRATÉGIE AU TARIF GÉNÉRAL D₁

25 Cette section décrit et justifie les éléments considérés dans la stratégie d'établissement de la
26 grille tarifaire proposée au tarif D₁.

1 Comme mentionné précédemment, dans la mesure où les travaux sur la Vision tarifaire
 2 (R-3867-2013) se poursuivent, Énergir propose de maintenir la même approche pour
 3 l'établissement des tarifs 2021-2022 que celle approuvée par la Régie dans sa décision
 4 D-2013-106. Les deux conditions suivantes ont donc été respectées :

- 5 > Application d'une variation uniforme des revenus générés à l'ensemble des paliers du
 6 tarif D₁, équivalant à la variation globale du tarif D₁ déterminée dans la répartition tarifaire;
 7 et
- 8 > Maintien du ratio actuel entre les composantes fixes et variables du tarif de distribution D₁.

9 La répartition tarifaire présente une variation globale au tarif D₁ de 16,7 %¹⁴. Cette augmentation
 10 est donc celle visée à tous les paliers du tarif D₁. Pour y arriver, les frais de base et les taux
 11 unitaires aux volumes retirés sont modifiés de façon à conserver le ratio fixe/variable obtenu à
 12 l'aide des tarifs actuels de 10,1 %/89,9 %¹⁵.

13 Ainsi, les frais de base proposés sont obtenus en augmentant uniformément les frais de base
 14 actuels de 16,7 %. Ils sont présentés au tableau ci-dessous.

Tableau 3

PALIER TARIFAIRE	FRAIS DE BASE (¢/appareil de mesurage/jour)	
	ACTUELS (1)	AVANT MODIFICATIONS (2)
0 - 10 950 m ³ /an	50,227	58,620
10 950 - 36 500 m ³ /an	102,339	119,440
36 500 - 109 500 m ³ /an	122,068	142,465
109 500 - 365 000 m ³ /an	128,822	150,348
365 000 - 1 095 000 m ³ /an	168,964	197,198
1 095 000 - 3 650 000 m ³ /an	222,638	259,841
3 650 000 - 10 950 000 m ³ /an	553,801	646,341

¹⁴Énergir-Q, Document 5, c. 13. l. 12.

¹⁵Énergir-Q, Document 7, p. 2, l. 15, c. 3 à 5.

1 Les résultats de ces modifications sur les grilles tarifaires sont présentés à la pièce Énergir-Q,
2 Document 6, colonnes 9 et 10, 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 après modifications sont les mêmes que ceux avant modifications,
5 comme présentés à la pièce Énergir-Q, Document 7, page 2, colonne 11.

5.3 STRATÉGIE AUX TARIFS À DÉBIT STABLE D₃ ET D₄

6 Dans la mesure où les travaux sur la Vision tarifaire (R-3867-2013) sont toujours en cours, Énergir
7 propose de maintenir la même approche pour l'établissement des tarifs 2021-2022 que celle
8 approuvée par la Régie dans sa décision D-2013-106. Ainsi, dans le présent dossier, le taux au
9 volume retiré est maintenu à 0,350 ¢/m³ et la variation tarifaire est appliquée en totalité sur la
10 grille de taux de l'obligation minimale quotidienne (OMQ).

11 Comme il peut être observé à la colonne 13 de la pièce Énergir-Q, Document 5, le résultat de la
12 répartition tarifaire présente des variations uniformes de 16,7 % aux tarifs D₃ et D₄.

13 Ces variations se retrouvent au tableau ci-dessous. Les variations de revenus résultant des tarifs
14 proposés¹⁶ ainsi qu'une comparaison entre les deux résultats sont également présentées.

¹⁶Énergir-Q, Document 7, p. 2, l. 16 à 27, c. 12.

Tableau 4

PALIER TARIFAIRE	VARIATIONS DES REVENUS		
	RÉPARTITION TARIFAIRE (1)	AVANT MODIFICATIONS (2)	ÉCART (2) VS (1) (3)
Palier 3.3	16,71%	16,71%	0,00%
Palier 3.4	16,71%	16,71%	0,00%
Palier 3.5	16,71%	16,71%	0,00%
Total D₃	16,71%	16,71%	0,00%
Palier 4.6	16,71%	16,74%	0,03%
Palier 4.7	16,71%	16,46%	-0,25%
Palier 4.8	16,71%	16,87%	0,16%
Palier 4.9	16,71%	16,68%	-0,03%
Palier 4.10	16,71%	16,91%	0,20%
Total D₄	16,71%	16,71%	0,00%
Total D₃ - D₄	16,71%	16,71%	0,00%

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

Tableau 5

PALIER TARIFAIRE	ACTUELS		AVANT MODIFICATIONS	
	TAUX D'OMQ	RATIO	TAUX D'OMQ	RATIO
	(¢/m ³) (1)	DÉCROISSANCE (2)	(¢/m ³) (3)	DÉCROISSANCE (4)
	9,245		10,837	
Palier 3.3	7,431	80,4%	8,730	80,6%
Palier 3.4	5,058	68,1%	5,952	68,2%
Palier 3.5	4,178	82,6%	4,930	82,8%
Palier 4.6	3,045	72,9%	3,604	73,1%
Palier 4.7	2,369	77,8%	2,798	77,6%
Palier 4.8	1,681	71,0%	2,029	72,5%
Palier 4.9	1,355	80,6%	1,613	79,5%
Palier 4.10	0,918	67,7%	1,089	67,5%

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 après modifications sont les mêmes que ceux avant modifications,
 5 comme présentés à la pièce Énergir-Q, Document 7, page 2, colonnes 8 et 11.

5.4 STRATÉGIE AU TARIF INTERRUPTIBLE D₅

6 Dans un premier temps, les taux de distribution avant modifications 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 D₅ de 16,7 %. Pour l'établissement de
 9 la grille de taux, une variation uniforme de 16,7 % est donc appliquée à tous les paliers du tarif.
 10 Les résultats de la proposition d'Énergir se trouvent au tableau suivant.

Tableau 6

PALIER TARIFAIRE	VARIATIONS DES REVENUS*		
	RÉPARTITION TARIFAIRE (1)	AVANT MODIFICATIONS (2)	ÉCART (2) VS (1) (3)
Palier 5.5	16,71%	16,71%	0,00%
Palier 5.6	16,71%	16,71%	0,00%
Palier 5.7	16,71%	16,71%	0,00%
Palier 5.8	16,71%	16,71%	0,00%
Palier 5.9	16,71%	16,71%	0,00%
Total D₅	16,71%	16,71%	0,00%

* Revenus proposés « Avant modifications ».

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

Tableau 7

PALIER TARIFAIRE	ACTUELS		AVANT MODIFICATIONS	
	TAUX D'OMQ (¢/m ³) (1)	RATIO DÉCROISSANCE (2)	TAUX D'OMQ (¢/m ³) (3)	RATIO DÉCROISSANCE (4)
	12,389		14,458	
Palier 5.5	9,058	73,1%	10,573	73,1%
Palier 5.6	7,850	86,7%	9,160	86,6%
Palier 5.7	5,191	66,1%	6,061	66,2%
Palier 5.8	4,393	84,6%	5,125	84,6%
Palier 5.9	3,846	87,5%	4,491	87,6%

- 2 Les résultats de ces modifications sur les grilles tarifaires sont présentés aux colonnes « Avant
3 modifications » qui se retrouvent à la pièce Énergir-Q, Document 6, colonnes 13 et 14 et leurs
4 effets sur les revenus de distribution sont présentés à la pièce Énergir-Q, Document 7, page 2,
5 colonne 8.
- 6 Dans un deuxième temps, les taux de distribution « Après modifications » sont établis en tenant
7 compte de l'effet sur les revenus de distribution de la fixation du prix d'équilibrage des clients en
8 service de GAC.

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

6 Le revenu d'équilibrage des clients en service de GAC est de 293,5 k\$¹⁷ « Avant modifications »
7 et de 293,2 k\$¹⁸ « Après modifications ». Un écart de revenu de distribution minimale de -0,3 k\$
8 est alors observé. Habituellement, afin de neutraliser l'effet du GAC sur les revenus, un
9 ajustement uniforme de la grille du tarif D₅ est réalisé. Dans le cas présent, l'écart de revenus à
10 neutraliser est marginal et n'a pas d'impact sur la génération des grilles tarifaires. Aucun
11 ajustement n'a donc été fait. Les taux de distribution « Avant modifications » et « Après
12 modifications » sont donc les mêmes pour l'ensemble des tarifs de distribution.

13 Les résultats de ces modifications sur les grilles tarifaires sont présentés aux colonnes « Après
14 modifications » qui se retrouvent à la pièce Énergir-Q, Document 6, colonnes 19 et 20 et leurs
15 effets sur les revenus de distribution sont présentés à la pièce Énergir-Q, Document 7, page 2,
16 colonne 11.

5.5 SERVICE DE RÉCEPTION

17 Au courant de l'année 2021-2022, il est prévu que six producteurs potentiels de GNR
18 commencent à injecter dans le réseau de distribution et que la Ville de Saint-Hyacinthe poursuivra
19 son injection. Le tarif de réception est spécifique à chaque point de réception et il est calculé de
20 telle sorte que le Distributeur récupère les investissements nécessaires au raccordement du
21 client, conformément à la décision D-2015-107 du dossier R-3909-2014. Les taux du tarif de
22 réception sont mis à jour à chaque cause tarifaire afin de refléter l'état du remboursement de
23 l'investissement ainsi que la mise à jour des intrants du tarif. Les paramètres de calcul du tarif de
24 réception pour l'année 2021-2022 sont les suivants :

¹⁷Énergir-Q, Document 7, p. 1, l. 44, c. 10.

¹⁸Énergir-Q, Document 7, p. 1, l. 44, c. 15.

Tableau 8

Paramètres réglementés	Valeur
Durée d'amortissement des actifs (années)	20
Taux de redevance à la Régie de l'énergie (\$/10 ³ m ³)	0,882 ¹⁹
Taux de redevance à la Régie du bâtiment (\$/10 ³ m ³)	0,492 ²⁰
Taux de taxe sur les services publics (%)	1,500 ²¹
Taux d'imposition (%)	26,50 ²²
Taux de la dette (%)	4,110 ²³
Taux de l'équité (%) (coût pondéré de l'avoir des actionnaires ordinaires et privilégiés)	8,331 ²⁴
Taux moyen pondéré du capital (%)	6,06 ²⁵

1 Puisque les taux sont calculés à partir des investissements finaux à chaque point de réception,
 2 seuls les projets complétés se retrouvent aux pages 1 et 2 de la pièce Énergir-Q, Document 10.
 3 De ce fait, les renseignements liés au tarif de réception et les coûts pour l'année 2021-2022 pour
 4 le point de réception de Saint-Hyacinthe, ainsi que le niveau de détails demandé dans les
 5 décisions D-2018-158 et D-2019-141 y sont présentés. Les tarifs de réception de chaque projet
 6 d'injection dont les travaux sont en cours seront présentés au moment opportun.

7 Il est important de noter que les coûts du point de réception de Saint-Hyacinthe de 2021-2022
 8 doivent incorporer un CFR pour récupérer les écarts de revenus constatés au Rapport
 9 annuel 2020²⁶. Le tarif est composé des taux suivants :

¹⁹ Le taux du dossier tarifaire 2021-2022 provient de la formule suivante : redevance estimée pour 2022 / volumes retirés. La redevance estimée est déterminée par la moyenne des augmentations des trois dernières années, appliquée à la redevance de 2021.

²⁰ Le taux du dossier tarifaire 2021-2022 est obtenu en appliquant la moyenne des augmentations des trois dernières années, au taux de redevance de 2021 (0,488).

²¹ *Loi sur les impôts*, R.L.R.Q., c. I-3, Partie VI.4 – Taxe sur les services publics.

²² Énergir-N, Document 14, p. 2, l. 55 (15,00 %) + p. 3, l. 38 (11,50 %).

²³ Énergir-M, Document 1, p. 1, l. 4, c. 5.

²⁴ 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 % x 5,412 %) + (38,5 % x 8,900 %)] / (7,5 % + 38,5 %).

²⁵ Énergir-M, Document 1, p. 1, l. 7, c. 6.

²⁶ Le CFR est expliqué dans une pièce du Rapport annuel 2020 (R-4136-2020, B-0161, Énergir-9, Document 8). Un intérêt de 6,06 % est appliqué à ce montant (Énergir-M, Document 1, p. 1, l. 7, c. 6.).

- 1 > Le taux de l'OMQ pour le volet Investissements est établi en divisant les coûts par la
2 capacité maximale contractuelle (CMC) du client injecteur et par le nombre de jours dans
3 l'année;
- 4 > La portion fixe des coûts associés aux coûts de distribution non liés au réseau gazier
5 (volet Distribution) est estimée à 4 % des coûts d'investissement, également divisé par la
6 CMC du client et par le nombre de jours dans l'année;
- 7 > La partie variable de la tarification au point de réception est constituée des redevances
8 volumétriques allouées à ce client;
- 9 > Les taux unitaires pour les volumes livrés en territoire et hors territoire ne s'appliquent pas
10 pour le projet puisque l'entièreté des volumes produits demeurera dans la zone de
11 consommation de Saint-Hyacinthe (zone Estrie). La carte des zones de consommation
12 ainsi que les prévisions de la demande et d'injection de GNR sur l'ensemble de la durée
13 du plan d'approvisionnement 2022-2025 sont présentés en annexe 1. Pour l'année 2021-
14 2022, la consommation annuelle projetée dans la zone Estrie est de 561,0 Mm³, tandis
15 que la production de GNR à être injectée dans la zone Estrie devrait être de 7,3 Mm³²⁷.
16 Puisqu'il est prévu que la consommation soit supérieure à la production, aucun volume ne
17 sera livré hors de la zone de consommation;
- 18 > Le ratio fixe/variable des revenus du tarif de réception de Saint-Hyacinthe est de
19 96,9 %/3,1 %. Ce ratio diminuera graduellement au rythme du remboursement de
20 l'investissement, lequel représente une grande partie des coûts fixes. Les revenus du tarif
21 de réception sont enlevés du revenu requis en distribution et ne sont pas assujettis aux
22 variations tarifaires.

23 Des revenus de 220,0 k\$ sont prévus pour l'année 2021-2022 pour le point de réception de
24 Saint-Hyacinthe. Tout écart sera capté lors de la production du rapport annuel et sera récupéré
25 dans la cause tarifaire subséquente.

26 Des revenus supplémentaires de 1 641,3 k\$²⁸ sont prévus pour le service de réception au cours
27 de l'année 2021-2022, lesquels proviendront d'autres projets potentiels. Une mise à jour des CST

²⁷ La production prévue dans la zone Estrie prend en compte celle de la Ville de Saint-Hyacinthe et d'un autre producteur potentiel qui prévoit injecter dans le réseau d'Énergir au cours de l'année 2021-2022.

²⁸ Énergir-Q, Document 10, p. 4, l. 8 + l. 13 + l. 18 + l. 23 + l. 28 + l. 33, 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 2021-2022 considèrent un montant de 217,3 k\$²⁹ qui représente le
4 rendement et l'impôt sur des investissements reliés à des projets dont l'injection devrait débiter
5 au cours de l'année 2021-2022, ou ultérieurement. Cette façon de faire permet de neutraliser
6 l'écart entre les coûts et les revenus du service de réception, d'assurer l'allocation directe des
7 coûts reliés à l'injection, et de ne pas faire assumer ces frais par la clientèle au service de
8 distribution. Lorsqu'un projet est mis en service, les revenus de rendement et d'impôt à récupérer
9 sont intégrés dans le tarif de réception spécifiquement payé par le producteur concerné.

10 Ainsi, les revenus totaux au service de réception s'élèvent à 2,1 M\$ pour l'année 2021-2022 et
11 sont présentés à la pièce Énergir-Q, Document 7, page 1, colonne 17, ligne 43.

12 Bien que cela ne soit pas actuellement considéré dans les prévisions de volumes présentées à
13 la Cause tarifaire, Énergir est en pourparlers avec de nombreux producteurs intéressés à injecter
14 du GNR dans son réseau. Ces volumes s'ajouteront à ceux déjà prévus et permettront
15 d'augmenter le pourcentage de GNR distribué par Énergir.

16 Selon l'article 15.5.2.2.1 des CST, chaque producteur en franchise est assujéti à un taux pour
17 les volumes livrés en territoire : ce taux varie en fonction de la zone de consommation dans
18 laquelle il injecte. En effet, lorsque la demande dépasse les volumes livrés par le ou les clients
19 injecteurs à l'intérieur d'une même zone de consommation, un taux propre à la zone délimitée
20 doit être payé par ce ou ces derniers. Tel qu'il appert de l'annexe 1 de la présente pièce, pour
21 chacune des années du plan d'approvisionnement 2022-2025, la production prévue de GNR
22 injectée dans chacune des zones est inférieure à la consommation annuelle projetée de chacune
23 des zones. Ainsi, aucun revenu n'est prévu pour les volumes livrés en territoire.

6 PRÉSENTATION DES RÉSULTATS

24 Les grilles tarifaires proposées dans le cadre de la Cause tarifaire 2021-2022 ont été établies en
25 tenant compte des stratégies tarifaires décrites dans les sections précédentes.

²⁹ Énergir-Q, Document 10, p. 4, l. 37, c. 14.

1 Les comparaisons des résultats des grilles tarifaires se trouvent aux pièces Énergir-Q,
2 Documents 6 à 8. Dans toutes ces pièces, les tableaux fournissent les revenus et taux
3 « actuels », « avant modifications » et « après modifications » :

4	Énergir-Q, Document 6	Grilles actuelles et proposées
5	Énergir-Q, Document 7	Comparaison des revenus et des taux actuels et proposés
6	Énergir-Q, Document 8	Comparaison des taux actuels et proposés
7		Tarif D ₁ – Cas types zone Sud –
8		Clients en service de fourniture de gaz naturel d'Énergir

9 De plus, la pièce Énergir-Q, Document 9 présente une analyse de la décroissance des taux reliés
10 à l'OMQ aux tarifs D₃ et D₄.

CONCLUSION

11 **Énergir demande à la Régie :**

- 12 • **d'approuver, pour application temporaire, le maintien de la fonctionnalisation et de**
13 **la tarification des coûts supplémentaires du SPEDE découlant de la modification**
14 **au RDOCÉCA au service du SPEDE, en maintenant l'exemption pour les volumes**
15 **de GNR;**
- 16 • **d'approuver les prix de transport proposés pour l'année tarifaire 2021-2022;**
- 17 • **d'approuver les prix d'équilibrage proposés pour l'année tarifaire 2021-2022;**
- 18 • **d'approuver la stratégie tarifaire d'établissement des tarifs de distribution pour**
19 **l'année tarifaire 2021-2022, ainsi que les taux proposés;**
- 20 • **d'approuver les taux proposés du tarif de réception pour l'année**
21 **tarifaire 2021-2022; et**
- 22 • **de prendre acte du suivi de la décision D-2020-145 (paragr. 478) et de s'en déclarer**
23 **satisfaite.**

ANNEXE 1 : CARTE DES ZONES DE CONSOMMATION

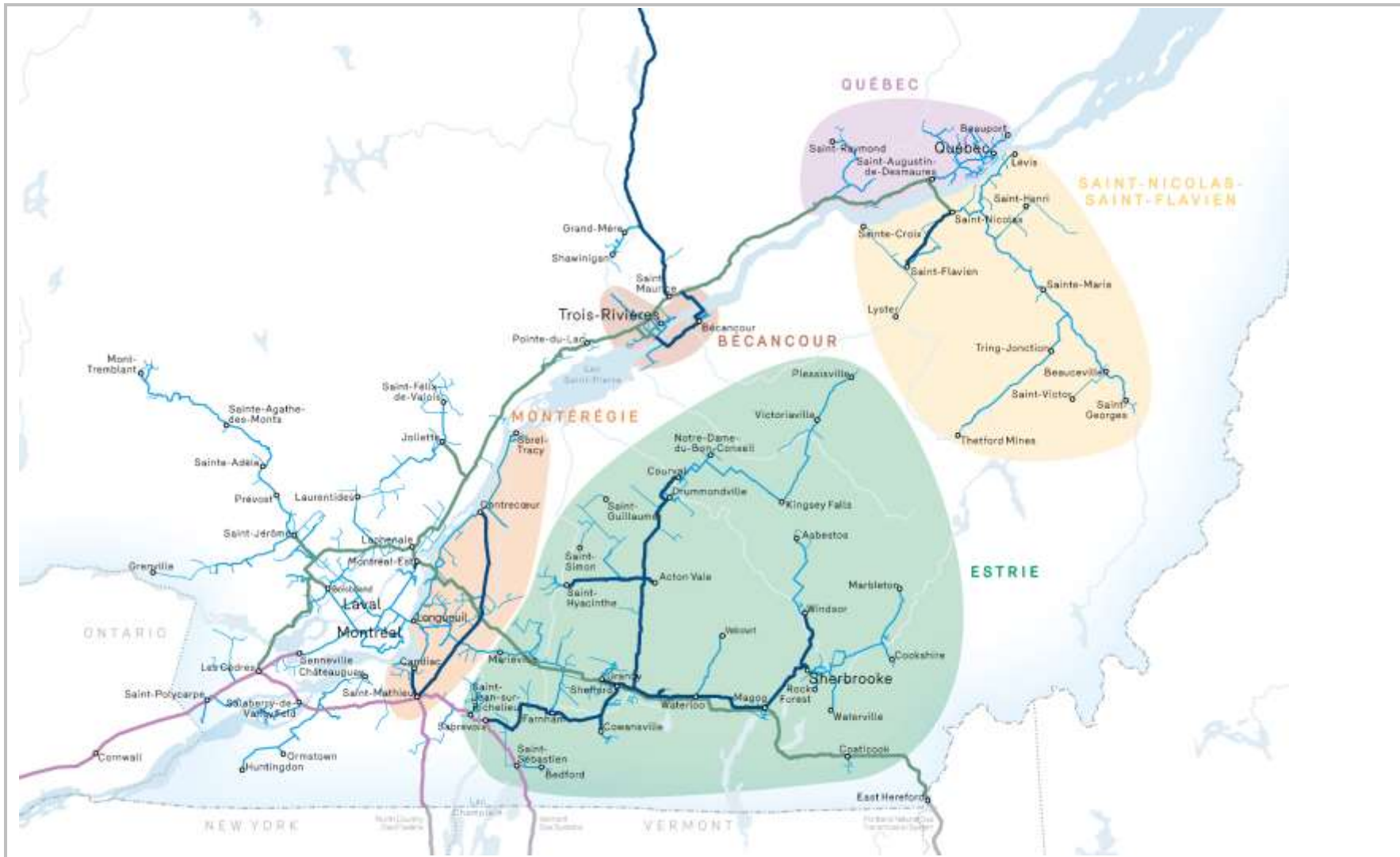


Tableau 1 :
Prévision de la demande et d'injection de GNR par zone de consommation
pour chacune des années du plan d'approvisionnement 2022-2025

	(10 ³ m ³)	Zone de consommation				
		Bécancour	Estrie	Montérégie	Saint-Nicolas Saint-Flavien	Québec
2021-2022	Prévision de la demande	275 209	561 030	1 049 520	325 414	245 613
	Approvisionnement prévu en GNR produit au Qc	8 500	7 300	6 500	1 800	5 700
	Volumes livrés hors zone de consommation	0	0	0	0	0
2022-2023	Prévision de la demande	275 457	572 729	1 051 146	326 510	247 110
	Approvisionnement prévu en GNR produit au Qc	8 500	7 300	6 500	3 600	7 600
	Volumes livrés hors zone de consommation	0	0	0	0	0
2023-2024	Prévision de la demande	276 353	577 119	1 054 502	327 729	247 250
	Approvisionnement prévu en GNR produit au Qc	8 500	7 300	6 500	3 600	7 600
	Volumes livrés hors zone de consommation	0	0	0	0	0
2024-2025	Prévision de la demande	272 643	575 830	1 051 529	326 799	246 261
	Approvisionnement prévu en GNR produit au Qc	8 500	9 300	9 000	3 600	7 600
	Volumes livrés hors zone de consommation	0	0	0	0	0

Tableau 2 :
Consommations quotidiennes moyennes d'hiver et d'été
par zone de consommation en 2021-2022

Zone de consommation	Hiver (10³ m³)	Été (10³ m³)
Bécancour	840	693
Etrie	2 023	1 194
Montérégie	3 714	2 284
Saint-Nicolas - Saint-Flavien	1 203	672
Québec	1 075	389