

**PLAN  
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER**

**PRÉVISION DES LIVRAISONS**

**HORIZON 2026 - 2029**

## TABLE DES MATIÈRES

<b>LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES .....</b>	<b>3</b>
<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>4</b>
<b>1 CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE .....</b>	<b>5</b>
1.1 Hypothèses économiques .....	5
1.2 Hypothèses énergétiques .....	6
<b>2 SITUATION CONCURRENTIELLE .....</b>	<b>9</b>
2.1 Marché des grandes entreprises .....	11
2.2 Marché des petit et moyen débits .....	12
2.3 Marché résidentiel .....	13
2.4 Marché affaires .....	16
<b>3 PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2024-2025) .....</b>	<b>19</b>
3.1 Livraisons 2024-2025 pour le marché des grandes entreprises .....	19
3.2 Livraisons 2024-2025 pour le marché des petit et moyen débits .....	21
3.3 Nombre de clients anticipés 4/8 2024-2025 et CT 2025-2026 .....	23
<b>4 PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2025-2029 .....</b>	<b>23</b>
4.1 Scénario de base 2026-2029 .....	25
4.1.1 Livraisons 2026-2029 pour le marché des grandes entreprises .....	25
4.1.2 Livraisons 2026-2029 pour le marché des petit et moyen débits .....	29
4.1.3 Livraisons globales (scénario de base) .....	35
4.2 Scénario haut .....	35
4.3 Scénario bas .....	38
4.4 Comparaison des plans d'approvisionnement 2026-2029 et 2025-2028 .....	41
4.5 Analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu .....	42
4.6 Suivi de décisions .....	42
4.7 Gaz de source renouvelable (GSR) .....	43
<b>CONCLUSION .....</b>	<b>45</b>
Annexe 1 :	Comparaison des prévisions des ventes annuelles avec les données réelles Comparaison des prévisions de la journée de pointe avec les données réelles
Annexe 2 :	Analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu
Annexe 3 :	Suivi des projets de développement ( <i>déposée sous pli confidentiel</i> )
Annexe 4 :	Volumes issus de la maturation des nouvelles ventes prévues sur l'horizon de la cause tarifaire, par catégorie tarifaire

## LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES

<b>Dawn</b>	point situé dans le sud de l'Ontario
<b>« Futures » contrat à terme</b>	prix d'achat ou vente offert par une tierce partie pour une commodité (molécule, transport ou différentiel de lieu) en fonction d'une période déterminée et d'un lieu de livraison
<b>Gigajoule (GJ)</b>	1 milliard de joules = $10^9$ joules
<b>PIB</b>	produit intérieur brut; somme des valeurs des biens et services issus de la production à l'intérieur des frontières d'un pays
<b>SPEDE</b>	système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec

## INTRODUCTION

1 Le plan d’approvisionnement couvrant les années 2025-2026 à 2028-2029 est préparé par  
2 Énergir, s.e.c. (Énergir) en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan*  
3 *d’approvisionnement* (Règlement)<sup>1</sup>.

4 Il est à noter que cette pièce couvrira le plan annuel et le plan quadriennal au niveau de la  
5 prévision de la demande. Elle expliquera le contexte économique et énergétique dans lequel  
6 Énergir prévoit évoluer au cours des quatre prochaines années, ainsi que la situation  
7 concurrentielle qui en découlera. Énergir commentera les écarts dans les prévisions de livraison  
8 pour l’année en cours, soit la différence entre la prévision établie lors de la  
9 Cause tarifaire 2024-2025 et celle établie lors de l’exercice budgétaire 4/8 2024-2025 (4 mois  
10 réels / 8 mois projetés) utilisée comme point de départ pour la présente cause tarifaire.

11 Considérant les différentes hypothèses et la prévision 4/8 pour l’année en cours, Énergir  
12 exposera par la suite la prévision de la demande, par type de clientèle, pour les années  
13 2025-2026 à 2028-2029.

14 Selon les hypothèses économiques et énergétiques retenues par Énergir, la demande de la  
15 clientèle pour les années 2025-2026 à 2028-2029 se présente comme suit :

**Tableau 1**  
**Demande avant interruptions (scénario de base)**  
**2025-2026 à 2028-2029**

Catégorie de clientèle	2025-2026 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	2026-2027 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	2027-2028 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	2028-2029 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
Grandes entreprises	3 078,1	3 103,2	3 075,0	3 054,4
Petit et moyen débits	2 912,3	2 893,6	2 857,9	2 771,7
<b>TOTAL</b>	<b>5 990,4</b>	<b>5 996,8</b>	<b>5 932,9</b>	<b>5 826,1</b>

---

<sup>1</sup> c. R-6.01, r. 8.

## 1 CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

1 Les travaux de la présente cause tarifaire ont été réalisés dans un contexte de guerre tarifaire  
 2 avec les États-Unis. Les prévisions du marché des grandes entreprises ont été recueillies par les  
 3 représentants d'Énergir après les élections américaines de novembre 2024. Pour la prévision des  
 4 petit et moyen débits, des indicateurs de la croissance économique sont intégrés dans le modèle  
 5 de prévision de la demande (ex. : croissance du PIB). Les dernières prévisions économiques  
 6 utilisées dans le cadre de la Cause tarifaire 2025-2026 datent majoritairement de décembre 2024,  
 7 après les élections américaines. L'hypothèse selon laquelle les marchés avaient intégré les effets  
 8 de l'élection est posée. Énergir reconnaît que la guerre tarifaire évolue constamment, se  
 9 matérialisant en une grande incertitude au niveau de l'économie. Dans ce contexte, Énergir  
 10 propose de s'appuyer sur la méthodologie éprouvée des scénarios *haut* et *bas* afin d'apprécier  
 11 les fluctuations de volumes possibles associés à un environnement macroéconomique variable  
 12 et soumet que cette méthodologie permet d'apprécier l'impact potentiel d'une demande  
 13 changeante.

### 1.1 HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES

14 Le tableau ci-dessous présente les hypothèses économiques utilisées dans ce plan  
 15 d'approvisionnement.

**Tableau 2**  
**Hypothèses économiques**

	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
Croissance du PIB québécois (%)	1,41 %	1,59 %	1,59 %	1,71 %
Taux d'inflation québécois (%)	1,86 %	1,86 %	1,97 %	1,97 %
Taux de change (\$US / \$CAN)	0,71	0,72	0,73	0,74

Sources des prévisions :

PIB Québec 2025-2026

Moyenne de prévisions :

Desjardins (déc. 2024)

Conference Board du Canada (oct. 2024)

Banque Nationale (déc. 2024)

BMO (janv. 2025)

Banque Nationale (déc. 2024)

Banque Royale (déc. 2024)

PIB Québec 2026-2027 à 2028-2029	Banque Scotia (déc.2024) TD Bank (déc.2024) Moyenne de prévisions : Desjardins (déc. 2024) Conference Board du Canada (oct. 2024)
Inflation Québec 2025-2026	Moyenne de prévisions : Desjardins (déc. 2024) Conference Board du Canada (oct. 2024) Banque Nationale (déc. 2024) BMO (janv. 2025) Banque Royale (déc. 2024) Banque Scotia (déc.2024)
Inflation Québec 2026-2027 à 2028-2029	Moyenne de prévisions : Desjardins (déc. 2024) Conference Board du Canada (oct. 2024)
Taux de change 2025-2026 à 2028-2029	TD Securities – valeur des <i>Futures</i> , janvier 2025.

## 1.2 HYPOTHÈSES ÉNERGÉTIQUES

### Gaz naturel

- 1 Le tableau 3 présente le prix des *Futures* offert sur le marché financier pour les périodes
- 2 couvertes par le plan d’approvisionnement. Les hypothèses retenues par Énergir sont présentées
- 3 au tableau 4. Énergir a utilisé le prix des *Futures* sur le marché financier pour déterminer ses
- 4 hypothèses quant au prix du gaz naturel.

**Tableau 3**  
**Marché financier – Moyenne au 15 janvier 2025**  
**Prix du gaz naturel**

	2024-2025 (\$CAN/GJ)	2025-2026 (\$CAN/GJ)	2026-2027 (\$CAN/GJ)	2027-2028 (\$CAN/GJ)	2028-2029 (\$CAN/GJ)
AECO	1,67	2,70	2,89	2,89	3,04
Empress	1,95	3,00	3,15	3,13	3,24
Dawn	4,34	4,83	4,58	4,42	4,31
Nymex - Henry Hub	4,70	5,36	5,08	4,82	4,61

Source : TD Securities.

**Tableau 4**  
**Hypothèses retenues**

	octobre (\$CAN/GJ)	nov.- mars (\$CAN/GJ)	avr.-sept. (\$CAN/GJ)	année (\$CAN/GJ)
<b>2024-2025</b>				
Prix à Empress	1,08	2,04	2,03	1,95
Prix à Dawn	2,49	4,43	4,58	4,34
Prix du service de fourniture de gaz naturel	2,57	3,47	5,02	4,17
<b>2025-2026</b>				
Prix à Empress	2,31	3,31	2,87	3,00
Prix à Dawn	4,53	5,35	4,45	4,83
Prix du service de fourniture de gaz naturel	4,96	5,02	4,95	4,98
<b>2026-2027</b>				
Prix à Empress	3,00	3,68	2,73	3,15
Prix à Dawn	4,61	5,17	4,09	4,58
Prix du service de fourniture de gaz naturel	4,85	4,90	4,81	4,85
<b>2027-2028</b>				
Prix à Empress	2,98	3,50	2,83	3,13
Prix à Dawn	4,29	5,02	3,95	4,42
Prix du service de fourniture de gaz naturel	4,71	4,78	4,69	4,73
<b>2028-2029</b>				
Prix à Empress	3,15	3,68	2,88	3,24
Prix à Dawn	4,18	4,93	3,81	4,31
Prix du service de fourniture de gaz naturel	4,58	4,67	4,63	4,64

Source : TD Securities.

- 1 Le choix du prix des contrats d'échange comme base pour établir le prix du service de fourniture
- 2 de gaz naturel est justifié par le fait que cet élément constitue le principal intrant dans le calcul de
- 3 ce prix. Il est à noter que le prix du service de fourniture diffère du prix à Dawn selon le point de
- 4 référence, en raison de l'écart de coût cumulatif associé au calcul du tarif de fourniture.

Prix du pétrole et produits pétroliers

- 1 Le tableau 5 présente les prix *Futures* offerts sur le marché financier pour le pétrole au cours des  
2 périodes couvertes par le plan d'approvisionnement.

**Tableau 5**  
**Marché financier – moyenne en date du 15 janvier 2025**  
**Prix du pétrole**

	2024-2025 (\$US/baril)	2025-2026 (\$US/baril)	2026-2027 (\$US/baril)	2027-2028 (\$US/baril)	2028-2029 (\$US/baril)
Brent	77,35	73,64	71,06	69,85	69,13

Source : TD Securities.

- 3 Les hypothèses retenues par Énergir sont présentées au tableau 6. La même méthodologie que  
4 pour le gaz naturel a été utilisée, soit le prix des *Futures* offerts sur le marché financier.

**Tableau 6**  
**Hypothèses retenues**

2024-2025	
Prix du Brent (\$US/baril)	77,35
Mazout n° 6, 1,0 % soufre (\$CAN/baril)	105,6
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	1,18
2025-2026	
Prix du Brent (\$US/baril)	73,64
Mazout n° 6, 1,0 % soufre (\$CAN/baril)	100,19
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	1,11
2026-2027	
Prix du Brent (\$US/baril)	71,06
Mazout n° 6, 1,0 % soufre (\$CAN/baril)	95,52
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	1,10
2027-2028	
Prix du Brent (\$US/baril)	69,85
Mazout n° 6, 1,0 % soufre (\$CAN/baril)	92,76
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	1,03
2028-2029	
Prix du Brent (\$US/baril)	69,13
Mazout n° 6, 1,0 % soufre (\$CAN/baril)	90,90
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	1,01

Source : TD Securities.

### Tarifs d'électricité

1 Énergir utilise l'hypothèse que les tarifs d'électricité en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2024 augmenteront de  
2 3 % au marché résidentiel et de 3,9 % au marché affaires au 1<sup>er</sup> avril 2025. Par la suite, les prix  
3 seront majorés de l'inflation au 1<sup>er</sup> avril de chaque année, de 2026 à 2029.

## **2 SITUATION CONCURRENTIELLE**

4 La situation concurrentielle indique la position relative de la facture de consommation d'une  
5 solution au gaz naturel – 100 % gaz naturel (tableaux 11 et 13) ou biénergie-GSR (tableaux 12  
6 et 14) – par rapport à celle d'autres solutions au gaz naturel – biénergie (tableaux 11 et 13) ou  
7 100 % GSR (tableaux 12 et 14) – du mazout lourd ou de l'électricité.

8 Toutefois, les coûts d'acquisition, d'entretien, d'installation des équipements, ainsi que les taxes  
9 ne sont pas inclus dans ce calcul. La situation concurrentielle de la solution au gaz naturel par  
10 rapport à la solution alternative est obtenue en calculant le ratio du coût annuel de cette solution  
11 alternative sur le coût annuel de la solution au gaz naturel, multiplié par 100. Un ratio inférieur  
12 à 100 indique une situation concurrentielle favorable de la solution alternative, alors qu'à l'inverse,  
13 un ratio supérieur à 100 illustre une situation concurrentielle défavorable de la solution alternative.

14 Les mesures de la situation concurrentielle pour le plan d'approvisionnement 2026-2029 sont  
15 établies à partir des prévisions de prix de la section 1 (Contexte économique et énergétique) du  
16 présent document. Les tarifs de distribution, de transport, d'équilibrage et les frais de socialisation  
17 du GSR utilisés pour l'ensemble du plan correspondent à ceux actuellement en vigueur.

18 Énergir a aussi remplacé le taux actuel du SPEDE par des prévisions annuelles des taux du  
19 SPEDE établies à partir des projections de prix des droits d'émission réalisées par *ClearBlue*  
20 *Markets* en février 2025. À cette prévision de prix des droits d'émission sont ajoutés des coûts  
21 d'ajustement estimés par la différence entre les taux du SPEDE effectifs depuis janvier 2024 et  
22 le prix moyen des cinq ventes aux enchères qui ont eu lieu de novembre 2023 à novembre 2024.  
23 Le pourcentage que représentent ces coûts d'ajustement par rapport au prix moyen des cinq  
24 ventes aux enchères pour le gaz naturel est appliqué sur le prix moyen du mazout lourd de  
25 janvier 2024 à décembre 2024, issu du prix moyen des cinq dernières ventes aux enchères. Les  
26 coûts d'ajustement pour le mazout lourd sont ajoutés aux prévisions annuelles des taux de  
27 SPEDE.

- 1 Les tableaux 7 et 8 énumèrent les prix utilisés.

**Tableau 7**  
**Projection des prix des droits d'émission**  
**de 2026 à 2029**

Année civile	(\$US/T CO <sub>2</sub> )	Taux de change	(\$CAN/T CO <sub>2</sub> )
2026	■	■	■
2027	■	■	■
2028	■	■	■
2029	■	■	■

**Tableau 8**  
**Projection des taux du SPEDE**  
**par source d'énergie de 2026 à 2029**

Année civile	Gaz naturel (¢can/m <sup>3</sup> )	Mazout n° 6 (¢can/l)
2026	14,88	24,35
2027	16,84	27,56
2028	18,21	29,81
2029	19,79	32,39

- 2 Pour chacun des cas types présentés, le coût du gaz naturel est établi en tenant compte de  
 3 l'ensemble des composantes de la facture totale avant taxes. Il est à noter que d'autres  
 4 modifications à la structure tarifaire ou aux taux utilisés pourraient donc influencer sur la situation  
 5 concurrentielle présentée. Ce coût est ensuite comparé au coût d'une consommation équivalente  
 6 pour les énergies alternatives, en tenant compte du pouvoir calorifique et de l'efficacité  
 7 énergétique propre à chacune des sources d'énergie selon le marché considéré. Les  
 8 caractéristiques spécifiques de chacun des cas types sont précisées ci-après.

## 2.1 MARCHÉ DES GRANDES ENTREPRISES

1 Les cas types présentés au tableau 9 pour le marché des grandes entreprises sont établis en  
 2 fonction des projections de prix de la fourniture de gaz naturel et du mazout n° 6 à 1 % de soufre  
 3 présentées au tableau 6. La conversion vers le mazout est réalisée en considérant une efficacité  
 4 énergétique de gaz naturel de 80 %, et de 75 % pour le mazout lourd. Énergir émet l'hypothèse  
 5 que le prix du mazout doit être majoré d'environ 1,00 \$/baril afin d'inclure les coûts du transport  
 6 pour que le mazout soit acheminé au client, puisque dans la composition du prix du gaz naturel,  
 7 le coût du transport est inclus. La position concurrentielle au palier 4.6 correspond à une  
 8 consommation annuelle de 5,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> et celle au palier 4.7 réfère à une consommation annuelle  
 9 de 20,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Pour les paliers 5.5 et 5.7, les consommations annuelles sont respectivement de  
 10 1,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> et de 7,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Avec de telles consommations, seul le cas type au palier 4.7 n'inclut  
 11 pas le prix du SPEDE étant donné qu'en consommant de tels volumes, le client est  
 12 un « émetteur » au sens du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de*  
 13 *droits d'émission de gaz à effet de serre* et, par le fait même, ne serait pas soumis à la  
 14 composante du SPEDE sur sa facture de gaz naturel. Les profils mensuels de consommation des  
 15 cas types sont établis selon les profils mensuels moyens des clients qui consomment à ces tarifs.

Tableau 9

Situation concurrentielle projetée de 2025-2026 à 2028-2029  
 Marché grandes entreprises  
 (Gaz naturel = 100)

Palier tarifaire		Service continu		Service interruptible	
		4.6	4.7	5.5	5.7
2025-2026	Mazout n° 6 (1 % soufre)	191	219	203	202
2026-2027	Mazout n° 6 (1 % soufre)	185	211	196	195
2027-2028	Mazout n° 6 (1 % soufre)	181	206	192	191
2028-2029	Mazout n° 6 (1 % soufre)	179	203	189	188

16 Pour les quatre années du plan d'approvisionnement, le gaz naturel devrait maintenir une  
 17 situation concurrentielle favorable. Au cours de cette période, le mazout n° 6 devrait afficher un  
 18 coût de 79 % à 119 % supérieur à celui du gaz naturel.

1 L'écart de prix moyen projeté entre le mazout n° 6 et le gaz naturel pour les contrats à court terme  
 2 est présenté au tableau 10. L'écart entre les prix est déterminé selon l'hypothèse de  
 3 consommation hors hiver afin de refléter la consommation de gaz d'appoint concurrence. Ainsi,  
 4 le gaz naturel devrait bénéficier d'un écart favorable allant de 14,11 \$/GJ en 2025-2026 à  
 5 13,70 \$/GJ en 2028-2029.

Tableau 10

**Écarts de prix moyen projeté de 2025-2026 à 2028-2029**  
**Marché grandes entreprises – Contrats à court terme**

Écart positif favorable gaz naturel	2025-2026 (\$/GJ)	2026-2027 (\$/GJ)	2027-2028 (\$/GJ)	2028-2029 (\$/GJ)
Mazout n° 6 vs gaz naturel	14,11	13,81	13,67	13,70

## 2.2 MARCHÉ DES PETIT ET MOYEN DÉBITS

6 Les cas types présentés aux tableaux 11 à 14 pour les clients du marché des petit et moyen  
 7 débits sont établis en fonction du volume de consommation qui leur est attribué. Les factures  
 8 calculées représentent la facture énergétique totale (incluant la base électrique).

9 Le tableau 11 (marché résidentiel) compare les factures annuelles énergétiques de gaz naturel  
 10 par rapport aux alternatives de biénergie et d'électricité en faisant la distinction selon l'efficacité  
 11 de l'appareil électrique. Le tableau 12 compare les factures annuelles énergétiques de  
 12 biénergie-GSR par rapport aux alternatives 100 % GSR et d'électricité en faisant la distinction  
 13 selon l'efficacité de l'appareil électrique.

14 Le tableau 13 (marché affaires) compare les factures annuelles énergétiques de gaz naturel par  
 15 rapport aux alternatives de biénergie et d'électricité en faisant la distinction selon l'efficacité de  
 16 l'appareil électrique. La distinction selon l'efficacité de l'appareil électrique a été prise en compte  
 17 pour les situations du gaz naturel par rapport à l'électricité et à la biénergie. Le tableau 14  
 18 compare les factures annuelles énergétiques de biénergie-GSR par rapport aux alternatives de  
 19 100 % GSR et d'électricité en faisant la distinction selon l'efficacité de l'appareil électrique.

## 2.3 MARCHÉ RÉSIDENTIEL

1 Au tableau 11, pour les cas types du marché résidentiel, les efficacités énergétiques des  
 2 appareils de chauffage suivantes sont prises en compte : 85 % au gaz naturel, 100 % pour  
 3 l'électricité lorsque l'équipement est standard et 250 % lorsque l'équipement est efficace. Dans  
 4 le cas d'une facture électrique efficace, le client a une combinaison d'équipement électrique  
 5 standard et efficace, donc l'efficacité globale du système reflète la combinaison de leur efficacité.  
 6 Les mêmes hypothèses ont été retenues pour le tableau 12, à l'exception de l'efficacité de  
 7 l'appareil au gaz naturel qui passe à 92 %, reflétant l'efficacité d'un équipement à condensation  
 8 désormais requis lors de l'installation de nouveaux appareils selon la réglementation en vigueur.

**Tableau 11**  
**Situation concurrentielle projetée de 2025-2026 à 2028-2029**  
**Marché résidentiel (chauffage)**  
**(Gaz naturel = 100)**

	Unifamiliale, duplex, triplex (UDT)			Multihabitations	
	Petite taille	Taille moyenne	Grande taille	6 unités	13 unités
<i>Volume annuel</i>	<i>1 010 m<sup>3</sup></i>	<i>1 955 m<sup>3</sup></i>	<i>2 914 m<sup>3</sup></i>	<i>7 897 m<sup>3</sup></i>	<i>15 000 m<sup>3</sup></i>
<b>2025-2026</b>					
Électricité efficace	63	72	78	s. o.	s. o.
Électricité standard	78	94	101	93	139
Biénergie efficace	76	71	68	s. o.	s. o.
Biénergie standard	82	79	77	77	74
<b>2026-2027</b>					
Électricité efficace	62	72	77	s. o.	s. o.
Électricité standard	77	93	100	92	138
Biénergie efficace	76	71	67	s. o.	s. o.
Biénergie standard	82	79	77	76	74
<b>2027-2028</b>					
Électricité efficace	62	72	76	s. o.	s. o.
Électricité standard	77	93	100	92	138
Biénergie efficace	75	71	67	s. o.	s. o.
Biénergie standard	82	79	77	76	73
<b>2028-2029</b>					
Électricité efficace	62	71	76	s. o.	s. o.
Électricité standard	77	93	100	92	137
Biénergie efficace	75	70	67	s. o.	s. o.
Biénergie standard	82	79	77	76	73

1 De 2025-2026 à 2028-2029, Énergir anticipe une situation concurrentielle généralement  
2 défavorable du gaz naturel par rapport aux autres sources d'énergie. Seuls quelques cas types  
3 ont une position concurrentielle favorable face à l'électricité standard. Concernant la biénergie, la  
4 facture est toujours plus avantageuse par rapport à la facture du gaz naturel et de l'électricité (à  
5 l'exception de la facture électrique pour l'UDT de petite taille).

6 Considérant l'installation d'appareils standards, la facture biénergie est de 18 % à 27 % moins  
7 chère que la facture de gaz naturel, alors que pour l'électricité, la facture peut être jusqu'à 23 %  
8 moins chère que la facture de gaz naturel dans certains cas, mais peut également représenter  
9 un surcoût de 39 % par rapport à la facture de gaz naturel dans d'autres cas.

10 Considérant l'installation d'appareils efficaces, la facture biénergie est de 24 % à 33 % moins  
11 chère que la facture de gaz naturel, alors que pour l'électricité, la facture est de 22 % à 38 %  
12 moins chère que la facture de gaz naturel.

Tableau 12

**Situation concurrentielle projetée de 2025-2026 à 2028-2029**  
**Marché résidentiel (chauffage)**  
**(Biénergie-GSR = 100)**

	Unifamiliale, duplex, triplex (UDT)			Multihabitations	
	Petite taille	Taille moyenne	Grande taille	6 unités	13 unités
<i>Volume annuel</i>	<i>1 010 m<sup>3</sup></i>	<i>1 955 m<sup>3</sup></i>	<i>2 914 m<sup>3</sup></i>	<i>7 897 m<sup>3</sup></i>	<i>15 000 m<sup>3</sup></i>
<b>2025-2026</b>					
Électricité efficace	76	90	129	s. o.	s. o.
Électricité standard	90	110	120	111	169
100 % GSR efficace	160	173	182	s. o.	s. o.
100 % GSR standard	153	163	169	172	196
<b>2026-2027</b>					
Électricité efficace	76	90	130	s. o.	s. o.
Électricité standard	90	110	120	111	169
100 % GSR efficace	160	173	182	s. o.	s. o.
100 % GSR standard	153	163	169	171	196
<b>2027-2028</b>					
Électricité efficace	76	90	130	s. o.	s. o.
Électricité standard	90	110	120	111	169
100 % GSR efficace	160	173	182	s. o.	s. o.
100 % GSR standard	153	163	169	171	196
<b>2028-2029</b>					
Électricité efficace	76	90	130	s. o.	s. o.
Électricité standard	90	110	120	111	169
100 % GSR efficace	160	173	182	s. o.	s. o.
100 % GSR standard	153	163	169	171	196

- 1 De 2025-2026 à 2028-2029, Énergir anticipe une situation concurrentielle généralement
- 2 favorable de la biénergie-GSR par rapport aux autres sources d'énergie. Seuls quelques cas
- 3 types ont une position concurrentielle défavorable face à l'électricité.

1 Considérant l'installation d'appareils standards, la facture électrique peut être 10 % moins chère  
2 que la facture de biénergie-GSR, mais également représenter un surcoût de 69 %. La facture  
3 100 % GSR est de 53 % à 96 % plus chère que la facture de biénergie-GSR.

4 Considérant l'installation d'appareils efficaces, la facture électrique peut être 24 % moins chère  
5 que la facture de biénergie-GSR, mais également représenter un surcoût de 30 %. La facture  
6 100 % GSR est de 60 % à 82 % plus chère que la facture de biénergie-GSR.

#### **2.4 MARCHÉ AFFAIRES**

Aux tableaux 13 et 14, pour les cas types du marché affaires, les efficacités énergétiques des appareils de chauffage suivantes sont considérées : 85 % au gaz naturel, 100 % pour l'électricité lorsque l'équipement est standard et 250 % lorsque l'équipement est efficace.

**Tableau 13**  
**Situation concurrentielle projetée de 2025-2026 à 2028-2029**  
**Marché affaires**  
**(Gaz naturel = 100)**

	Petit commerce/ Dépanneur	Petit commerce de détail	Bureau commercial	École primaire	Bureau institutionnel	Hôpital	École secondaire
<i>Volume annuel</i>	1 497 m <sup>3</sup>	5 209 m <sup>3</sup>	10 812 m <sup>3</sup>	49 963 m <sup>3</sup>	76 018 m <sup>3</sup>	213 222 m <sup>3</sup>	331 342 m <sup>3</sup>
<b>2025-2026</b>							
Électricité efficace	87	99	154	218	136	135	128
Électricité standard	106	121	182	267	159	149	147
Biénergie efficace	86	86	87	75	86	89	87
Biénergie standard	96	96	99	107	104	104	105
<b>2026-2027</b>							
Électricité efficace	87	99	153	217	136	134	127
Électricité standard	106	121	182	265	159	149	147
Biénergie efficace	86	85	87	75	86	89	87
Biénergie standard	95	96	98	107	104	103	105
<b>2027-2028</b>							
Électricité efficace	87	98	153	216	135	134	127
Électricité standard	106	121	182	264	158	149	146
Biénergie efficace	86	85	87	74	86	89	87
Biénergie standard	95	96	98	106	104	103	105
<b>2028-2029</b>							
Électricité efficace	87	98	153	215	135	134	126
Électricité standard	105	120	181	263	158	148	146
Biénergie efficace	86	85	86	74	86	89	87
Biénergie standard	95	95	98	106	104	103	105

1 De 2025-2026 à 2028-2029, pour l'installation d'appareils standards, Énergir anticipe que la  
2 facture biénergie peut être jusqu'à 5 % moins chère que la facture de gaz naturel dans certains  
3 cas, mais peut également représenter un surcoût de 7 % par rapport à la facture de gaz naturel  
4 dans d'autres cas. Pour l'électricité, la facture est de 5 % à 167 % plus chère que la facture de  
5 gaz naturel.

6 Considérant l'installation d'appareils efficaces, la facture biénergie est de 11 % à 26 % moins  
7 chère que la facture de gaz naturel, alors que pour l'électricité, la facture peut être jusqu'à 13 %

- 1 moins chère que la facture de gaz naturel dans certains cas, mais peut également représenter  
2 un surcoût de 118 % par rapport à la facture de gaz naturel dans d'autres cas.

**Tableau 14**  
**Situation concurrentielle projetée de 2025-2026 à 2028-2029**  
**Marché affaires (chauffage)**  
**(Biénergie-GSR = 100)**

	Petit commerce/ Dépanneur	Petit commerce de détail	Bureau commercial	École primaire	Bureau institutionnel	Hôpital	École secondaire
<i>Volume annuel</i>	<i>1 497 m<sup>3</sup></i>	<i>5 209 m<sup>3</sup></i>	<i>10 812 m<sup>3</sup></i>	<i>49 963 m<sup>3</sup></i>	<i>76 018 m<sup>3</sup></i>	<i>213 222 m<sup>3</sup></i>	<i>331 342 m<sup>3</sup></i>
<b>2025-2026</b>							
Électricité efficace	90	101	162	228	141	132	127
Électricité standard	103	116	175	221	143	133	129
100% GSR efficace	138	137	135	174	141	137	142
100% GSR standard	130	129	123	138	122	125	125
<b>2026-2027</b>							
Électricité efficace	90	101	162	228	141	132	127
Électricité standard	103	116	175	221	143	133	129
100% GSR efficace	138	137	135	174	141	137	142
100% GSR standard	130	129	123	138	122	125	125
<b>2027-2028</b>							
Électricité efficace	90	101	162	228	141	132	127
Électricité standard	103	116	175	221	143	133	129
100% GSR efficace	138	137	135	174	141	137	142
100% GSR standard	130	129	123	138	122	124	125
<b>2028-2029</b>							
Électricité efficace	90	101	162	228	141	132	127
Électricité standard	103	116	175	221	143	133	129
100% GSR efficace	138	137	135	174	141	137	142
100% GSR standard	130	129	123	138	122	124	125

- 3 De 2025-2026 à 2028-2029, pour l'installation d'appareils standards, Énergir anticipe que la  
4 facture 100 % GSR est de 22 % à 38 % plus chère que la facture de biénergie-GSR, alors que  
5 pour l'électricité, la facture est de 3 % à 121 % plus chère que la facture de biénergie-GSR.

- 6 Considérant l'installation d'appareils efficaces, la facture 100 % GSR est de 35 % à 74 % plus  
7 chère que la facture de biénergie-GSR, alors que pour l'électricité, la facture peut être jusqu'à

1 10 % moins chère que la facture de biénergie-GSR dans certains cas, mais peut également  
2 représenter un surcoût de 128 % par rapport à la facture de biénergie-GSR dans d'autres cas.

### 3 PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2024-2025)

3 Dans la Cause tarifaire 2024-2025, les prévisions pour l'année 2024-2025 avaient été évaluées  
4 plusieurs mois avant le début de l'année financière, à partir des hypothèses économiques et des  
5 informations disponibles sur les différents marchés. La présente section explique les écarts entre  
6 les volumes prévus lors de la Cause tarifaire 2024-2025<sup>2</sup> dans le scénario de base et la plus  
7 récente révision volumétrique de l'année en cours, soit la révision 4/8 2024-2025.

#### 3.1 LIVRAISONS 2024-2025 POUR LE MARCHÉ DES GRANDES ENTREPRISES

8 Le tableau 15 présente l'écart entre la prévision des livraisons annuelles pour le scénario de base  
9 établie au moment de la Cause tarifaire 2024-2025 (3 191,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) et la révision volumétrique  
10 4/8 2024-2025 (3 158,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>). Les volumes associés aux différentes catégories représentent  
11 une variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

Tableau 15

#### Écarts de livraisons au marché grandes entreprises Cause tarifaire 2024-2025 vs Révision volumétrique 4/8 2024-2025

DESCRIPTION	Prévision	Révision
	CT 2024-2025	4/8 2024-2025
	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
<b>Livraisons au 30 septembre 2024 (après interruptions)</b>	<b>*3 224,7</b>	<b>**3 164,1</b>
<b>Interruptions</b>	<b>2,0</b>	<b>0,5</b>
Continu D <sub>4</sub>	-	-
Interruptible D <sub>5</sub>	2,0	0,5
<b>Livraisons au 30 septembre 2024 (avant interruptions)</b>	<b>3 226,8</b>	<b>3 164,6</b>
<b>Pertes liées à l'efficacité énergétique</b>	<b>(37,5)</b>	<b>(28,5)</b>
Continu D <sub>4</sub>	(33,6)	(24,1)
Interruptible D <sub>5</sub>	(3,8)	(4,4)
	<b>(25,9)</b>	<b>6,0</b>

<sup>2</sup> R-4257-2024, B-0006, Énergir-H, Document 2.

DESCRIPTION	Prévision	Révision
	CT 2024-2025	4/8 2024-2025
	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
<b>Gains (pertes) face à la concurrence</b>		
Continu D <sub>4</sub>	(17,8)	5,0
Interruptible D <sub>5</sub>	(8,0)	1,0
<b>Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique</b>	<b>(0,5)</b>	<b>(70,9)</b>
Continu D <sub>4</sub>	-	(56,9)
Interruptible D <sub>5</sub>	(0,5)	(14,1)
<b>Fluctuations de production</b>	<b>9,1</b>	<b>58,6</b>
Continu D <sub>4</sub>	29,2	76,5
Interruptible D <sub>5</sub>	(20,1)	(17,9)
<b>Migration des clients entre les tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub>, et D<sub>4</sub>, D<sub>5</sub></b>	<b>17,3</b>	<b>(1,9)</b>
Continu D <sub>4</sub>	17,3	4,0
Interruptible D <sub>5</sub>	-	(5,9)
<b>Nouvelles ventes</b>	<b>11,7</b>	<b>20,9</b>
Continu D <sub>4</sub>	11,7	20,9
Interruptible D <sub>5</sub>	-	-
<b>Gaz d'appoint concurrence</b>	<b>1,0</b>	<b>19,0</b>
Continu D <sub>4</sub>	-	-
Interruptible D <sub>5</sub>	1,0	19,0
<b>Impact du 29 février</b>	<b>(10,2)</b>	<b>(9,4)</b>
Continu D <sub>4</sub>	(8,9)	(8,2)
Interruptible D <sub>5</sub>	(1,3)	(1,2)
<b>Livraisons anticipées au 30 sept. 2025 (avant interruptions)</b>	<b>3 191,9</b>	<b>3 158,4</b>
<b>Interruptions nettes</b>	<b>(5,1)</b>	<b>(2,4)</b>
Continu D <sub>4</sub>	-	-
Interruptible D <sub>5</sub>	(5,1)	(2,4)
<b>Livraisons anticipées au 30 sept. 2025 (après interruptions)</b>	<b>3 186,8</b>	<b>3 156,0</b>

Note : L'addition des volumes peut occasionner des écarts en raison des arrondis.

\* Livraisons anticipées au 30 septembre 2024, révision budgétaire 4/8 2022-2023 (R-4257-2024, B-0052, Énergir-H, Document 2, p. 22, tableau 15, ligne 34.

\*\* Livraisons réelles 2023-2024 (R-4288-2023, B-0044, Énergir-9, Document 1, p. 1, lignes 12 et 23, colonne 5) et incluant les volumes de GNL.

- 1 Au 30 septembre 2024, les livraisons réelles avant interruptions sont inférieures de 62,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> à
- 2 celles prévues lors de la Cause tarifaire 2024-2025. Au 30 septembre 2025, les livraisons prévues
- 3 avant interruptions lors de la révision volumétrique 4/8 2024-2025 sont inférieures de 33,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>

1 (3 158,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) par rapport aux livraisons établies dans le cadre de la Cause tarifaire 2024-2025  
2 (3 191,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>).

3 En 2024-2025, les prévisions offrent des variations significatives en comparaison avec la  
4 prévision de la Cause tarifaire 2024-2025. La baisse majeure liée à la conjoncture économique  
5 est attribuable à la fermeture de deux clients du secteur de la pétrochimie. En ce qui a trait aux  
6 fluctuations de production, le tarif D<sub>4</sub> a connu une augmentation lors de la révision volumétrique  
7 4/8 2024-2025, principalement en lien avec quelques clients du secteur de la métallurgie et de la  
8 pétrochimie. D'autre part, la demande en hausse pour le gaz d'appoint concurrence est  
9 généralisée à travers plusieurs clients du secteur de la construction.

10 L'historique comparatif des livraisons globales et de la journée de pointe entre les prévisions et  
11 le réel observé est présenté à l'annexe 1.

### **3.2 LIVRAISONS 2024-2025 POUR LE MARCHÉ DES PETIT ET MOYEN DÉBITS**

12 Le tableau 16 présente l'écart entre la prévision de la demande annuelle pour le scénario de base  
13 établie au moment de la Cause tarifaire 2024-2025 (2 888,6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) et la révision 4/8 2024-2025  
14 (2 953,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>). La résultante de chacun des exercices est présentée à la ligne 10. Les volumes  
15 associés aux différentes catégories représentent une variation par rapport aux volumes de  
16 l'année précédente.

Tableau 16

**Écarts de livraisons au marché petit et moyen débits  
Cause tarifaire 2024-2025 vs révision volumétrique 4/8 2024-2025**

	DESCRIPTION	Prévision CT 2024-2025 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Révision 4/8 2024-2025 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
1	<b>Livraisons au 30 septembre 2024</b>	<b>2 967,0 *</b>	<b>3 021,0 **</b>
2	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(18,0)	(20,5)
3	Économies d'énergie hors programmes	(11,5)	(10,4)
4	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(12,8)	(9,6)
5	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(51,2)	(41,3)
6	Normale climatique	(18,8)	(17,0)
7	Impact du 29 février	(3,0)	(3,0)
8	Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	(4,4)	(2,2)
9	Maturation des nouvelles ventes	41,2	36,9
10	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2025</b>	<b>2 888,6</b>	<b>2 953,9</b>

\* R-4257-2024, pièce B-0006, Énergir-H, Document 2, p. 24, tableau 16, ligne 10.

\*\* R-4288-2024, pièce B-0044, Énergir-9, Document 1, p. 1, colonne 5, ligne 5.

1 Pour l'année 2024-2025, une hausse de la demande de 65,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (2 888,6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> vs  
2 2 953,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) est anticipée par rapport aux livraisons initialement prévues lors de la  
3 Cause tarifaire 2024-2025. Comme présenté au tableau 16, cette hausse des livraisons est  
4 expliquée en grande partie par le solde de départ (ligne 1, colonne de droite). Effectivement, les  
5 livraisons réelles de 2023-2024 ont été de 54,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (2 967,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> vs 3 021,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) plus  
6 élevées que la prévision pour l'année 2023-2024 de la Cause tarifaire 2024-2025. Cet écart  
7 s'explique principalement par l'amélioration économique observée en 2023-2024, qui a été plus  
8 marquée qu'anticipée.

9 De plus, les estimations lors de la Cause tarifaire 2024-2025 anticipaient une réduction plus  
10 élevée des livraisons aux volets résidentiel, commercial et institutionnel des programmes de  
11 biénergie ((12,8) 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> vs (9,6) 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>).

12 Le volet résidentiel du programme de biénergie est entré en vigueur en juin 2022. Les volets  
13 commercial et institutionnel sont entrés à leur tour en vigueur en novembre 2023. Cependant,  
14 l'offre biénergie pour ces deux derniers volets s'est matérialisée à partir de la deuxième partie de

1 l'année 2023-2024, influencée par les multiples complexités liées à la commercialisation (la  
2 vulgarisation de l'offre, les configurations des équipements et les travaux à réaliser, par exemple).  
3 La prévision a pris en considération ce contexte en révisant les taux de pénétration des volets  
4 commercial et institutionnel à des niveaux plus conservateurs, car l'année 2024-2025 sera la  
5 première année complète de démarrage pour ces deux volets.

6 De plus, les estimations lors de la Cause tarifaire 2024-2025 anticipaient que certains clients du  
7 marché des grandes entreprises aux tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub> migreraient vers les tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>. La révision  
8 4/8 2024-2025 anticipe encore une perte de volumes du marché des petit et moyen débits vers  
9 les tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>, mais l'ampleur de la perte devrait être moins importante que celle prévue lors  
10 de la Cause tarifaire 2024-2025.

### 3.3 NOMBRE DE CLIENTS ANTICIPÉS 4/8 2024-2025 ET CT 2025-2026

11 Le tableau 17 présente le nombre de clients anticipés lors de la révision volumétrique  
12 4/8 2024-2025 ainsi que dans la Cause tarifaire 2025-2026.

**Tableau 17**

**Nombre anticipé de clients  
Révision volumétrique 4/8 2024-2025  
et Cause tarifaire 2025-2026**

Nombre de clients	Total
4/8 2024-2025	211 228
CT 2025-2026	209 983

## 4 PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2025-2029

13 Le 18 novembre 2024<sup>3</sup>, le gouvernement québécois (Gouvernement) a annoncé la mise en place  
14 de nouvelles règles pour encadrer l'utilisation du gaz naturel dans le secteur du bâtiment. Deux  
15 règlements existants sont en voie d'être bonifiés :

- 16 • Pour le *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout*, le Gouvernement prévoit  
17 un élargissement de sa portée, soit l'interdiction d'installation d'appareils de chauffage au

<sup>3</sup> [Encadrement du gaz naturel dans le secteur des bâtiments - Un plan pour atteindre 100 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2040 Gouvernement du Québec.](#)

1 gaz naturel dans les bâtiments résidentiels neufs de moins de 600 m<sup>2</sup> et de trois étages  
2 ou moins, à l'ensemble de la province. Cette interdiction est déjà en vigueur à Montréal,  
3 conformément au *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des nouveaux*  
4 *bâtiments*. Le ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements  
5 climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP) est responsable de ces travaux.  
6 Énergir a une estimation claire de l'applicabilité de ce règlement. Dans ce contexte,  
7 Énergir a pris en considération l'entrée en vigueur de l'élargissement de ce Règlement à  
8 partir de janvier 2026 pour les prévisions des livraisons 2025-2029. Le développement  
9 des petits clients résidentiels à l'échelle de la province sera ainsi limité;

- 10 • Pour le *Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être*  
11 *livrée par un distributeur*, le Gouvernement prévoit une bonification des quantités de gaz  
12 de source renouvelable attribuées aux bâtiments existants des secteurs résidentiel,  
13 commercial et institutionnel pour qu'à l'horizon 2040, aucun volume de gaz naturel fossile  
14 ne soit distribué pour le chauffage de ces secteurs. Il y a peu de détails sur les modalités  
15 à l'heure actuelle pour en mesurer les impacts sur les livraisons à l'horizon du plan  
16 d'approvisionnement.

17 Le 21 février 2025, la Régie a rendu la décision D-2025-025. Cette décision révoque les  
18 raccordements 100 % renouvelables du secteur du bâtiment (décision D-2024-007). Les impacts  
19 de cette décision sont inclus dans les prévisions des livraisons 2025-2029. Les bâtiments du  
20 secteur commercial et institutionnel pourront ainsi se raccorder au gaz fossile, ce qui augmentera  
21 les ventes de ces secteurs.

22 Précédemment à la décision D-2024-007, la Régie avait approuvé, dans sa décision D-2023-018,  
23 la proposition d'Énergir de revoir dans certains cas la période de rentabilité des nouveaux  
24 raccordements des secteurs résidentiel, commercial et institutionnel de 40 ans à 20 ans<sup>4</sup>. Pour  
25 les prévisions de livraisons 2025-2029, Énergir a pris en considération cette décision.

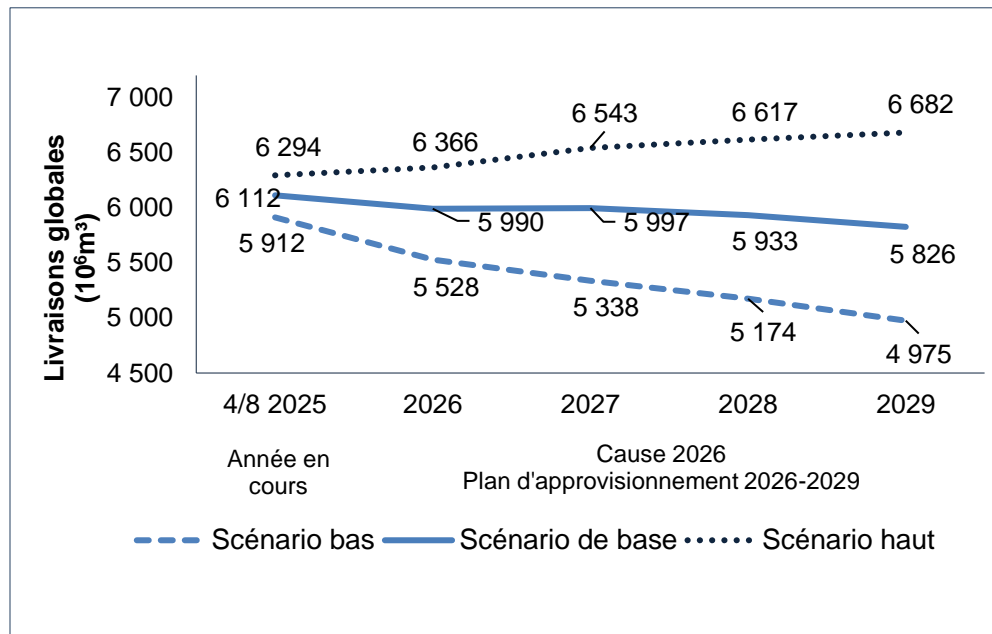
26 La section qui suit présente les livraisons prévues pour les quatre années du plan  
27 d'approvisionnement 2026-2029, et ce, pour les scénarios de base, haut et bas. La résultante de  
28 chacun des scénarios est illustrée au graphique 1. Ce graphique présente également les  
29 scénarios de base, bas et haut issus de la révision 4/8 2024-2025.

---

<sup>4</sup> R-4213-2022, pièce B-0005, Énergir-E, Document 1.

Graphique 1

**Scénarios de base, bas et haut  
Livraisons globales 2025-2029  
(avant interruptions)**



#### 4.1 SCÉNARIO DE BASE 2026-2029

##### 4.1.1 Livraisons 2026-2029 pour le marché des grandes entreprises

1 La prévision des volumes pour le marché des grandes entreprises est effectuée client par  
 2 client et n'utilise pas de modèle économique spécifique. Ce sont plus de 430 clients,  
 3 consommant environ 55 % des volumes globaux d'Énergir, qui ont été contactés par les  
 4 représentants d'Énergir afin de produire des prévisions de livraisons propres à la réalité  
 5 de chacun. Énergir discute avec chacun de ces clients dans le but d'établir des prévisions  
 6 sur l'horizon du plan d'approvisionnement et de tenir compte des facteurs économiques  
 7 et contextuels qui pourraient influencer la consommation des clients. Que ce soit par le  
 8 contexte de marché dans lequel évolue le client, des variations de production anticipées,  
 9 des dynamiques de prix des énergies alternatives, de la volonté des clients de décarboner  
 10 certains usages, de l'efficacité énergétique ou autres, les représentants d'Énergir  
 11 s'informent sur les différents paramètres pouvant modifier les habitudes de consommation  
 12 de leurs clients.

Dans le but de bien évaluer les prévisions des volumes, les représentants fournissent à leurs clients des historiques de consommation auxquels sont ajoutés les volumes d'interruption. Cette consommation devient le point de départ de leur prévision de livraison. Le conseiller discute ensuite des profils mensuels de consommation future avec son client et le questionne afin d'en justifier les écarts. En fonction de leur profil de consommation et de leur contrat respectif, les clients aux tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> peuvent modifier leur volume souscrit, ce qui détermine le prix payé. Les règles décrites aux *Conditions de service et Tarif* sont alors applicables.

Les raisons expliquant les variations de consommation sont ensuite regroupées en grandes catégories. Le tableau 18 présente la prévision de la demande de gaz naturel pour le marché des grandes entreprises au scénario de base pour la durée du plan d'approvisionnement. Les volumes associés aux différentes catégories représentent une variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

Par exemple, la ligne 4 du tableau 18– *Pertes liées à l'efficacité énergétique* – correspond à la réduction des volumes attribuables au Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ). L'impact du PGEÉ sur les volumes livrés est déterminé par rapport à l'historique des gains en efficacité énergétique réalisés par le plan, ainsi que par les prévisions d'économies des participants qui y sont actuellement engagés.

**Tableau 18**  
**Livraisons de gaz naturel 2026-2029**  
**Marché *Grandes entreprises* (incluant GNL)**

DESCRIPTION	Continu D <sub>4</sub> 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Interruptible D <sub>5</sub> 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Total 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
<b>Livraisons anticipées au 30 sept. 2025 (après interruptions)</b>	<b>2 721,3</b>	<b>434,6</b>	<b>3 156,0</b>
Interruptions nettes		2,4	2,4
<b>Livraisons anticipées au 30 sept. 2025 (avant interruptions)</b>	<b>2 721,3</b>	<b>437,1</b>	<b>3 158,4</b>
Pertes liées à l'efficacité énergétique	(28,0)	(4,6)	(32,6)
Gains (pertes) face à la concurrence	(3,1)	(1,9)	(5,1)
Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(47,9)	(3,9)	(51,9)
Fluctuations de production	21,2	(26,2)	(5,0)
Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	24,3	(5,1)	19,2
Nouvelles ventes	1,2	0,0	1,2

DESCRIPTION	Continu D <sub>4</sub> 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Interruptible D <sub>5</sub> 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Total 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Gaz d'appoint concurrence	0,0	(6,1)	(6,1)
Impact du 29 février	0,0	0,0	0,0
<b>Livraisons anticipées au 30 sept. 2026 (avant interruptions)</b>	<b>2 689,0</b>	<b>389,1</b>	<b>3 078,1</b>
Pertes liées à l'efficacité énergétique	(28,3)	(4,2)	(32,5)
Gains (pertes) face à la concurrence	(17,4)	(2,1)	(19,5)
Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	20,0	(3,3)	16,7
Fluctuations de production	45,1	15,1	60,2
Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	0,0	0,0	0,0
Nouvelles ventes	0,3	0,0	0,3
Gaz d'appoint concurrence	0,0	0,0	0,0
Impact du 29 février	0,0	0,0	0,0
<b>Livraisons anticipées au 30 sept. 2027 (avant interruptions)</b>	<b>2 708,8</b>	<b>394,4</b>	<b>3 103,2</b>
Pertes liées à l'efficacité énergétique	(25,4)	(4,2)	(29,6)
Gains (pertes) face à la concurrence	0,9	0,0	0,9
Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(1,0)	(1,7)	(2,6)
Fluctuations de production	(8,4)	2,2	(6,2)
Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	0,0	0,0	0,0
Nouvelles ventes	0,0	0,0	0,0
Gaz d'appoint concurrence	0,0	0,0	0,0
Impact du 29 février	8,3	1,0	9,3
<b>Livraisons anticipées au 30 sept. 2028 (avant interruptions)</b>	<b>2 683,2</b>	<b>391,8</b>	<b>3 075,0</b>
Pertes liées à l'efficacité énergétique	(22,6)	(4,1)	(26,7)
Gains (pertes) face à la concurrence	0,0	0,0	0,0
Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	0,0	0,7	0,7
Fluctuations de production	7,4	7,3	14,6
Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	0,0	0,0	0,0
Nouvelles ventes	0,0	0,0	0,0
Gaz d'appoint concurrence	0,0	0,0	0,0
Impact du 29 février	(8,3)	(1,0)	(9,3)
<b>Livraisons anticipées au 30 sept. 2029 (avant interruptions)</b>	<b>2 659,7</b>	<b>394,7</b>	<b>3 054,4</b>

- 1 Les livraisons totales pour le marché des grandes entreprises devraient diminuer sur la  
2 durée du plan d'approvisionnement, passant de 3 158,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2024-2025 à  
3 3 054,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2028-2029.

1 Les variations prévues au tarif D<sub>4</sub> engendrent une diminution des volumes entre  
2 2024-2025 et 2025-2026. Une baisse non négligeable est anticipée en raison des pertes  
3 liées à l'efficacité énergétique ainsi que des pertes liées à la conjoncture économique.  
4 Ces dernières sont grandement liées à la diminution de la production chez deux clients  
5 du secteur des pâtes et papiers. Ces pertes seront en partie compensées par la fluctuation  
6 de production, les nouvelles ventes et la migration d'un client du secteur des pâtes et  
7 papier du tarif D<sub>1</sub> vers le tarif D<sub>4</sub>.

8 Au tarif D<sub>5</sub>, la baisse globale des volumes de 48 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> entre 2024-2025 et 2025-2026  
9 s'explique principalement par une variation de la fluctuation de production, notamment en  
10 lien avec un client du secteur de la pétrochimie et un client du secteur de la production  
11 d'énergie.

12 Entre 2025-2026 et 2026-2027, les volumes globaux augmenteront de 25,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Cette  
13 augmentation provient en partie de fluctuations de production attribuables à un client du  
14 secteur de la pétrochimie. L'augmentation de 16,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> liée au contexte économique est  
15 attribuable au projet de modernisation d'un client du secteur de la métallurgie. Ces  
16 augmentations seront en partie absorbées par l'effritement des volumes causé par  
17 l'efficacité énergétique (-32,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) et les pertes face à la concurrence l'électricité  
18 (-19,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>).

19 La tendance à la baisse reprendra le dessus à compter de 2027-2028, alors que les  
20 volumes globaux passeront à 3 075 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> comparativement à 3 103,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en  
21 2026-2027. L'effritement des volumes par l'efficacité énergétique compose la grande  
22 partie de cette diminution. Des fluctuations de production à la baisse sont en très grande  
23 partie attribuable à un client du secteur de la métallurgie.

24 Il est à noter qu'en 2028-2029, l'efficacité énergétique devrait à nouveau représenter une  
25 part significative de la baisse observée. Les fluctuations de production à la hausse seront  
26 notamment attribuables au projet d'agrandissement d'un client du secteur de  
27 l'alimentation au tarif D<sub>4</sub> ainsi qu'un client du secteur manufacturier au tarif D<sub>5</sub>.

#### **4.1.2 Livraisons 2026-2029 pour le marché des petit et moyen débits**

1 La prévision des volumes pour le marché des petit et moyen débits est réalisée de façon  
2 globale pour l'ensemble des clients. Les facteurs pouvant influencer la demande (situation  
3 et conjoncture économique; position concurrentielle; efficacité énergétique; etc.) sont  
4 analysés distinctement de façon à quantifier le plus précisément possible l'impact de  
5 chacun sur les livraisons.

6 Le tableau 19 présente la prévision de la demande de gaz naturel pour le marché des  
7 petit et moyen débits au scénario de base.

Tableau 19

**Livraisons de gaz naturel 2026-2029  
Marché petit et moyen débits**

	<b>DESCRIPTION</b>	
1	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2025</b>	<b>2 953,9</b>
2	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(20,4)
3	Économies d'énergie hors-programmes	(10,0)
4	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(14,7)
5	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(21,0)
6	Évolution de la normale climatique	(14,9)
7	Impact du 29 février	-
8	Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	(1,5)
9	Maturation des nouvelles ventes	41,1
10	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2026</b>	<b>2 912,3</b>
11	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(20,6)
12	Économies d'énergie hors-programmes	(14,6)
13	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(18,3)
14	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(18,4)
15	Évolution de la normale climatique	(3,0)
16	Impact du 29 février	-
17	Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	-
18	Maturation des nouvelles ventes	56,1
19	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2027</b>	<b>2 893,6</b>
20	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(20,8)
21	Économies d'énergie hors-programmes	(21,7)
22	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(23,3)
23	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(14,3)
24	Évolution de la normale climatique	5,1
25	Impact du 29 février	3,0
26	Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	-
27	Maturation des nouvelles ventes	36,1
28	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2028</b>	<b>2 857,9</b>
29	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(20,8)
30	Économies d'énergie hors-programmes	(28,6)
31	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(26,5)
32	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(13,0)
33	Évolution de la normale climatique	(11,0)
34	Impact du 29 février	(3,0)
35	Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	-
36	Maturation des nouvelles ventes	16,8
37	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2029</b>	<b>2 771,7</b>

1 Les livraisons pour le marché des petit et moyen débits seront en baisse de 41,6416 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>  
2 la première année du plan d’approvisionnement, passant de 2 953,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> à  
3 2 912,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. La conjoncture économique est un des grands éléments contribuant à ce  
4 décroissement de livraisons. La croissance du PIB devrait être faible en 2026 et  
5 engendrera une baisse des livraisons à hauteur de 21,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (ligne 5 du tableau 19). De  
6 plus, l’augmentation des livraisons causée par la maturation des nouvelles ventes aux  
7 tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub> est contrebalancée en partie par le programme de biénergie résidentielle  
8 – qui en sera à sa quatrième année de déploiement – ainsi que par les offres de biénergie  
9 commerciale et institutionnelle – qui en seront presque à leur troisième année de  
10 déploiement (lancement novembre 2023) –, par les mesures d’efficacité énergétique du  
11 PGEÉ et ainsi que celles réalisées hors des programmes d’Énergir. Les volumes de  
12 livraisons diminueront ensuite de 18,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> à la deuxième année et de 35,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> à la  
13 troisième année du plan d’approvisionnement. Enfin, une baisse de 86,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> est prévue  
14 à la quatrième année du plan. Les principales raisons expliquant les variations de  
15 livraisons sont détaillées ci-dessous.

16 **Mesures d’économies d’énergie** : Les économies d’énergie réalisées grâce au PGEÉ  
17 (-20,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2025-2026) affecteront à la baisse les livraisons prévues. Ces économies  
18 d’énergie sont évaluées à partir des économies brutes associées aux différents  
19 programmes et excluent les économies d’énergie attribuables à des mesures d’efficacité  
20 énergétique conçues pour les nouvelles constructions, ces dernières étant intégrées  
21 directement à la maturation des nouvelles ventes.

22 La mise en place de mesures d’efficacité énergétique provenant d’initiatives autonomes  
23 des clients, qualifiées de *hors programmes*, aura également un effet à la baisse  
24 importante sur les livraisons (-10,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2025-2026). Cet effet baissier sur les  
25 livraisons sera de plus en plus important à l’horizon du plan puisque le potentiel  
26 d’économies d’énergies a été évalué à la hausse pour les années à venir. Une meilleure  
27 pénétration des mesures en efficacité énergétique au fil du temps ainsi que le  
28 rehaussement des normes d’efficacité de certains appareils devraient se solder par une  
29 augmentation des économies d’énergies hors des programmes d’efficacité d’énergie  
30 proposés par Énergir.

1        **Biénergie** : Le volet résidentiel du programme de biénergie est entré en vigueur en  
2        juin 2022. Les volets commercial et institutionnel sont entrés à leur tour en vigueur en  
3        novembre 2023. De ce fait, les volumes transférés vers l'électricité attribuables à la  
4        biénergie sont prévus à  $-14,7 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  pour 2025-2026. Ces volumes augmenteront  
5        progressivement pour atteindre jusqu'à  $-26,5 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  par année à l'horizon 2028-2029.

6        L'évolution réelle observée du programme de biénergie résidentielle a permis de maintenir  
7        la courbe de pénétration du volet résidentiel en termes de taux de pénétration annuel ainsi  
8        que la répartition mensuelle de l'adhésion des clients au cours d'une année. Les  
9        hypothèses de biénergie pour le secteur résidentiel prennent en considération un taux de  
10       pénétration en termes de nouveaux clients de 60 % pour 2024-2025 et de 74% en 2025-  
11       2026.

12       L'évolution réelle observée du programme de biénergie commercial et institutionnel a  
13       permis de revoir la courbe de pénétration de ces deux secteurs. Les hypothèses des  
14       volets commercial et institutionnel prévoient des taux de pénétration de 9 % du potentiel  
15       de clients admissibles à la biénergie en 2024-2025 pour chacun des volets et de 18 % en  
16       2025-2026.

17       **Pertes et variations** : Il existe un lien significatif entre la croissance économique et le  
18       niveau de pertes et variations de consommation générées par la clientèle d'Énergir.  
19       Chaque année, les volumes sont réduits d'une portion plus ou moins grande en raison,  
20       par exemple, de faillites ou de réduction de production. Les prévisions de pertes et  
21       variations sont notamment établies à l'aide d'une régression linéaire en fonction du PIB.  
22       Toutes choses étant égales par ailleurs, plus la croissance économique est élevée, moins  
23       les pertes subies sont importantes. La croissance prévue du PIB québécois pour l'année  
24       tarifaire 2025-2026 est de 1,41 %, amenant une baisse des livraisons estimée à  
25        $21,0 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ .

26       **Normale climatique** : La normale climatique a été mise à jour en se servant des données  
27       historiques de température et de la vitesse du vent au cours de 30 dernières années  
28       (1995-2024), dans les diverses régions qui composent la franchise. À la suite de cette  
29       mise à jour, il a été évalué que l'impact sur les livraisons prévues du réchauffement de la  
30       normale climatique pour 2025-2026 est de  $-14,9 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  (ligne 6 du tableau 19). La baisse

1 des volumes liée à la normalisation des températures pour les années 2026-2027 et  
2 2027-2028 vient essentiellement du réchauffement climatique tendanciel prévu. L'écart  
3 positif de la normale climatique pour 2027-2028 par rapport à 2026-2027 est  
4 principalement associé à la journée additionnelle en février 2028.

5 **Impact du 29 février :** L'année 2028 est une année bissextile qui comporte, par  
6 conséquent, une journée de plus que l'année 2027 (366 vs 365). L'effet de cette journée  
7 supplémentaire sur la consommation de base hors chauffage impacte à la hausse les  
8 livraisons en 2028 de 3,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

9 **Migration des clients entre les tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>, D<sub>5</sub> :** La migration des clients consiste  
10 en un transfert de volumes entre les tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> et les tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub>. Deux clients ont  
11 migré en 2024-2025 du tarif D<sub>1</sub> vers les tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>, ce qui aura un impact à la baisse  
12 de -1,6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> sur les livraisons au tarif D<sub>1</sub> en 2025-2026. Cette baisse est légèrement  
13 compensée par une hausse de 0,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> des livraisons au tarif D<sub>1</sub> en 2025-2026,  
14 provenant d'un client qui a migré en 2024-2025 des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> vers le tarif D<sub>1</sub>. Aucune  
15 autre migration tarifaire n'est prévue pour les années subséquentes.

16 **Maturation des nouvelles ventes :** Les prévisions de nouvelles ventes sont déterminées  
17 à l'aide de différents modèles économiques. Ces modèles prennent en compte l'impact  
18 du programme de biénergie, mais aussi celui du *Règlement sur les appareils de chauffage*  
19 *au mazout* et celui de *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des nouveaux*  
20 *bâtiments* à Montréal. La décision D-2025-025 de la Régie, qui vient partiellement  
21 révoquer la décision D-2024-007, engendre un changement sur la prévision des nouveaux  
22 raccordements 100 % renouvelables. En effet, hormis les nouveaux branchements dans  
23 les grands bâtiments à Montréal – qui sont toujours couverts par le *Règlement sur les*  
24 *émissions de gaz à effet de serre des nouveaux bâtiments* et qui devront être 100 %  
25 renouvelables – tous les nouveaux branchements précédemment couverts par la décision  
26 D-2024-007 n'ont plus l'obligation d'être 100 % renouvelables et peuvent désormais se  
27 raccorder au gaz fossile.

28 Les ventes en nouvelle construction résidentielle sont liées aux prévisions de mises en  
29 chantier établies pour les prochaines années.

1 Quant au marché affaires, les ventes sont réparties entre la nouvelle construction, l'ajout  
2 de charge et les différents types de conversion. Cette répartition est déterminée selon la  
3 source d'énergie déplacée. Pour le marché de la nouvelle construction affaires ainsi que  
4 pour les ajouts de charge, les ventes sont établies à partir d'un modèle de prévision de  
5 ventes mettant en relation le nombre de ventes réalisées historiquement et la croissance  
6 du PIB. Pour les ventes en conversion, le coût de l'énergie alternative devient l'élément  
7 clé.

8 Une fois les prévisions des nouvelles ventes établies, elles sont transposées en volumes  
9 de livraison. Les volumes de livraison correspondant aux ventes signées d'une année ne  
10 sont pas totalement consommés l'année suivante. Des analyses portant sur la  
11 consommation réelle des clients suivant la signature de la vente démontrent que les  
12 volumes des nouvelles ventes atteignent leur pleine maturation après trois ans. À titre  
13 d'exemple, les volumes des ventes signées en 2022-2023 atteindront donc leur pleine  
14 maturation en 2024-2025. L'analyse permet de déterminer un ratio annuel qui est utilisé  
15 afin de répartir les volumes entre les années suivant la vente. Afin de déterminer les  
16 volumes provenant de la maturation des nouvelles ventes qui influencent les livraisons de  
17 2025-2026, Énergir utilise, d'une part, les volumes réellement signés en 2023-2024 et,  
18 d'autre part, des volumes prévisionnels de 2024-2025 et 2025-2026 : Énergir affecte le  
19 ratio ainsi établi aux volumes annuels.

20 La hausse de volumes liés aux ventes biénergie pour les segments résidentiel,  
21 commercial et institutionnel, compris dans la rubrique maturation de nouvelles ventes,  
22 devrait rester marginale, malgré la légère augmentation annuelle prévue. Les volumes  
23 associés à ces ventes devraient représenter 1,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> sur les livraisons pour 2028-2029.

24 La contribution du gaz naturel comprimé (GNC) aux volumes associés à la maturation de  
25 nouvelles ventes a été historiquement assez faible. Cependant, la disponibilité des  
26 nouvelles technologies au niveau des moteurs à GNC au cours de la période 2025-2029,  
27 le nombre en croissance de clients ayant des plans pour réduire leur gaz à effet de serre  
28 et pour renouveler leurs flottes de camions, ainsi que l'expansion de réseau de stations  
29 (publiques et privées) pour les desservir devraient impacter la demande de GNC à la  
30 hausse. La part prévue des livraisons de GNC à la variable la maturation de nouvelles

1 ventes devrait graviter autour de 3 % en 2025, tandis que cette proportion devrait s'élever  
2 à 20 % en moyenne en 2027-2028 et 2028-2029.

#### 4.1.3 Livraisons globales (scénario de base)

3 Les livraisons globales pour le plan d'approvisionnement 2026-2029 sont présentées au  
4 tableau ci-dessous.

**Tableau 20**  
**Scénario de base**  
**Livraisons globales de gaz naturel 2026-2029**  
**Petit et moyen débits et grandes entreprises**  
*(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)*

DESCRIPTION	Année en cours 4/8 2025*	Causes tarifaires 2026-2029			
		2026	2027	2028	2029
<b>Service continu</b>	5 675,2	5 601,3	5 602,4	5 541,1	5 431,4
Grandes entreprises	2 721,3	2 689,0	2 708,8	2 683,2	2 659,7
Petit et moyen débits	2 953,9	2 912,3	2 893,6	2 857,9	2 771,7
<b>Service interruptible</b>	437,1	389,1	394,4	391,8	394,7
Contrat régulier	284,5	242,6	248,0	245,3	248,2
Contrat gaz d'appoint	152,6	146,5	146,5	146,5	146,5
<b>Total</b>	<b>6 112,2</b>	<b>5 990,4</b>	<b>5 996,8</b>	<b>5 932,9</b>	<b>5 826,1</b>

\* Volumes après interruptions pour les mois réels.

5 Les résultats démontrent qu'entre les prévisions de l'année en cours et celles de 2025-2026, une  
6 baisse de 1,99 % des livraisons totales est anticipée. Cette tendance à la baisse se poursuit sur  
7 l'horizon du plan, entre 2025-2026 et 2028-2029, où un décroissement de 2,74 % est constaté.

#### 4.2 SCÉNARIO HAUT

8 Un scénario haut par rapport au scénario de base a été analysé de 2025-2026 à 2028-2029 pour  
9 évaluer la demande maximale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

1 Les hypothèses économiques retenues pour l'élaboration de ce scénario sont les suivantes :

- 2 • Une croissance économique variant de 2,41 % en 2025-2026 à 2,71 % en 2028-2029, soit  
3 1 % de plus par année comparativement au scénario de base;
- 4 • Une position concurrentielle du gaz naturel très favorable en raison du maintien du prix  
5 du gaz naturel à un faible niveau, combiné à des prix du mazout élevés;
- 6 • Une hausse des mises en chantier résidentielles de 10 %.

7 De plus, dans le cas du marché des grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients sont  
8 ajustés à la hausse, en tenant compte de conditions favorables propres à chacun et pouvant  
9 influencer positivement leur consommation. Généralement, le scénario haut inclut également les  
10 volumes de certains projets qui pourraient se réaliser entre 2025-2026 et 2028-2029, mais dont  
11 la probabilité de réalisation n'est pas suffisamment élevée pour qu'ils soient inclus dans le  
12 scénario de base. Il s'agit de projets pour lesquels la probabilité de réalisation est supérieure ou  
13 égale à 25 % et inférieure à 50 %. Toutefois, sur l'horizon du plan d'approvisionnement  
14 2026-2028, aucun projet ne répond à ce critère.

15 Le tableau ci-dessous présente la prévision des livraisons dans un scénario haut pour l'ensemble  
16 des marchés.

**Tableau 21**  
**Scénario haut**  
**Livraisons globales de gaz naturel 2026-2029**  
**Petit et moyen débits et grandes entreprises (avant interruptions)**  
*(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)*

DESCRIPTION	Année en cours 4/8 2025*	Cause tarifaire 2026-2029			
		2026	2027	2028	2029
<b>Service continu</b>	5 803,5	5 900,2	6 094,3	6 163,7	6 205,9
Grandes entreprises	2 808,1	2 860,6	2 967,3	3 013,4	3 069,6
Petit et moyen débits	2 995,4	3 039,6	3 126,9	3 150,3	3 136,3
<b>Service interruptible</b>	490,1	465,8	448,9	453,5	475,8
Contrat régulier	337,5	319,3	302,5	307,0	329,4
Contrat gaz d'appoint	152,6	146,5	146,5	146,5	146,5
<b>Total</b>	<b>6 293,6</b>	<b>6 366,0</b>	<b>6 543,2</b>	<b>6 617,2</b>	<b>6 681,7</b>

\* Volumes après interruptions pour les mois réels.

- 1 Le tableau 22 présente l'écart entre le scénario haut du tableau 21 et le scénario de base du
- 2 tableau 20.

**Tableau 22**  
**Écarts des scénarios de base et haut**  
**Livraisons globales de gaz naturel 2026-2029 (avant interruptions)**  
*(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)*

DESCRIPTION	Année en cours 4/8 2025*	Cause tarifaire 2026-2029			
		2026	2027	2028	2029
<b>Service continu</b>	128,3	298,9	491,9	622,6	774,5
Grandes entreprises	86,7	171,6	258,5	330,2	409,9
Petit et moyen débits	41,6	127,3	233,3	292,4	364,7
<b>Service interruptible</b>	53,1	76,7	54,5	61,7	81,1
Contrat régulier	53,1	76,7	54,5	61,7	81,1
Contrat gaz d'appoint	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>181,4</b>	<b>375,5</b>	<b>546,4</b>	<b>684,3</b>	<b>855,7</b>

\* Volumes après interruptions pour les mois réels.

1 Les livraisons pour le marché des grandes entreprises pourraient croître davantage dans un  
2 contexte haussier. Plusieurs clients pourraient voir leur production augmenter grâce à un prix du  
3 gaz naturel à un niveau plus bas, combiné à une croissance économique plus optimiste que prévu  
4 et des conditions de marché avantageuses.

5 Au service continu du marché des grandes entreprises, la hausse des volumes est principalement  
6 due à plusieurs hausses de production chez les clients. En 2028-2029, ces fluctuations de  
7 production pourraient ajouter 409,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

8 Pour le marché des petit et moyen débits, la demande serait en hausse de 127,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en  
9 2025-2026, dans un contexte haussier par rapport au scénario de base. Cette augmentation des  
10 volumes est d'abord due à la croissance économique plus optimiste que prévu au scénario haut,  
11 qui aurait un impact à la hausse sur les nouvelles ventes et les livraisons chez les clients  
12 existants. La position concurrentielle très favorable du gaz naturel et la hausse des mises en  
13 chantier ont aussi un impact positif sur les nouvelles ventes. Dans un contexte haussier, les pertes  
14 de volumes liées à l'efficacité énergétique et la biénergie seraient également moins grandes.

#### 4.3 SCÉNARIO BAS

15 Un scénario bas par rapport au scénario de base a été analysé de 2025-2026 à 2028-2029 pour  
16 évaluer la demande minimale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

17 Les hypothèses économiques retenues pour l'élaboration de ce scénario sont les suivantes :

- 18 • Une croissance économique plus faible, variant de 0,41 % en 2025-2026 à 0,71 % en  
19 2028-2029, soit 1 % de moins par année comparativement au scénario de base;
- 20 • Une position concurrentielle du gaz naturel moins favorable en raison d'une hausse du  
21 prix du gaz naturel par rapport à ce qui était prévu au scénario de base et d'une baisse  
22 des prix du mazout;
- 23 • Une baisse des mises en chantier résidentielles de 10 %.

24 De plus, dans le cas du marché des grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients sont  
25 ajustés à la baisse afin de tenir compte de conditions défavorables propres à chacun et pouvant  
26 influencer négativement leur consommation, voire entraîner des fermetures. Le scénario bas

- 1 exclut également les volumes de certains projets qui pourraient se réaliser entre 2025-2026 et  
 2 2028-2029, mais dont la probabilité de réalisation est en dessous de 75 %.
- 3 Le tableau 23 présente la prévision des livraisons dans un scénario bas pour l'ensemble des  
 4 marchés.

**Tableau 23**  
**Scénario bas**  
**Livraisons globales de gaz naturel 2026-2029 (avant interruptions)**  
*(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)*

DESCRIPTION	Année en cours 4/8 2025*	Cause tarifaire 2026-2029			
		2026	2027	2028	2029
<b>Service continu</b>	5 524,7	5 194,0	5 016,6	4 851,6	4 654,7
Grandes entreprises	2 614,7	2 436,2	2 395,9	2 349,0	2 309,5
Petit et moyen débits	2 910,0	2 757,8	2 620,8	2 502,6	2 345,2
<b>Service interruptible</b>	387,3	334,5	321,8	321,9	320,3
Contrat régulier	234,7	188,0	175,3	175,5	173,8
Contrat gaz d'appoint	152,6	146,5	146,5	146,5	146,5
<b>Total</b>	<b>5 912,0</b>	<b>5 528,5</b>	<b>5 338,4</b>	<b>5 173,6</b>	<b>4 975,0</b>

\* Volumes après interruptions pour les mois réels.

- 5 Le tableau 24 présente l'écart entre le scénario bas du tableau 23 et le scénario de base du  
 6 tableau 20.

Tableau 24

**Écarts des scénarios de base et bas  
Livraisons globales de gaz naturel 2026-2029 (avant interruptions)  
(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

DESCRIPTION	Année en cours 4/8 2025*	Cause tarifaire 2026-2029			
		2026	2027	2028	2029
<b>Service continu</b>	(150,4)	(407,3)	(585,8)	(689,4)	(776,7)
Grandes entreprises	(106,6)	(252,8)	(312,9)	(334,2)	(350,2)
Petit et moyen débits	(43,8)	(154,5)	(272,8)	(355,3)	(426,5)
<b>Service interruptible</b>	(49,8)	(54,6)	(72,6)	(69,9)	(74,4)
Contrat régulier	(49,8)	(54,6)	(72,6)	(69,9)	(74,4)
Contrat gaz d'appoint	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>(200,2)</b>	<b>(461,9)</b>	<b>(658,4)</b>	<b>(759,3)</b>	<b>(851,1)</b>

\* Volumes après interruptions pour les mois réels.

1 La demande du marché des grandes entreprises pourrait décroître de façon significative dans un  
2 contexte baissier.

3 Dans le cas du service continu du marché des grandes entreprises, plusieurs clients verraient  
4 leur production ralentir, influencée par une croissance économique moins optimiste que prévu et  
5 des conditions de prix et de marché désavantageuses. En 2028-2029, la réduction de la  
6 consommation entre le scénario bas et le scénario de base totalisera 350,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

7 Les volumes au service interruptible sont aussi revus à la baisse à la suite des diminutions de  
8 production chez plusieurs clients et une accentuation de l'impact de l'implantation des mesures  
9 de décarbonation.

10 Pour le marché des petit et moyen débits, la demande serait en baisse de 154,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en  
11 2025-2026 par rapport au scénario de base. Cette diminution des volumes serait d'abord due à  
12 la croissance économique plus faible, qui aurait un impact négatif sur les nouvelles ventes et  
13 amènerait une pression à la baisse sur les livraisons des clients existants. La détérioration de la  
14 situation concurrentielle du gaz naturel et la diminution des mises en chantier auraient aussi un  
15 impact négatif sur les nouvelles ventes. L'augmentation des volumes liée à l'efficacité énergétique  
16 ainsi que l'adhésion de tout le potentiel de clients admissibles à la biénergie par année aurait  
17 également un impact à la baisse sur la demande de gaz naturel.

#### 4.4 COMPARAISON DES PLANS D'APPROVISIONNEMENT 2026-2029 ET 2025-2028

1 Les tableaux qui suivent comparent les prévisions établies dans le cadre de la présente  
 2 cause tarifaire et celles établies lors de la Cause tarifaire 2024-2025<sup>5</sup>. Le tableau 25 présente une  
 3 comparaison par marché, alors qu'une comparaison par service est présentée au tableau 26. Les  
 4 volumes de l'année 2024-2025 associés au plan d'approvisionnement 2026-2029 correspondent  
 5 aux prévisions effectuées lors de la révision volumétrique 4/8 2024-2025.

**Tableau 25**

**Comparaison des livraisons par marché  
 Plan 2026-2029 vs Plan 2025-2028 (avant interruptions)**

	2025 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	2026 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	2027 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	2028 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	2029 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
<b>Petit et moyen débits</b>					
Plan 2026-2029	2 953,9	2 912,3	2 893,6	2 857,9	2 771,7
Plan 2025-2028	2 888,6	2 849,0	2 796,0	2 749,2	s. o.
Écart	65,3	63,3	97,6	108,7	s. o.
<b>Grandes entreprises</b>					
Plan 2026-2029	3 158,4	3 078,1	3 103,2	3 075,0	3 054,4
Plan 2025-2028	3 191,9	3 211,9	3 334,2	3 420,7	s. o.
Écart	(33,5)	(133,8)	(231,0)	(345,7)	s. o.
<b>Total</b>					
Plan 2026-2029	6 112,2	5 990,4	5 996,8	5 932,9	5 826,1
Plan 2025-2028	6 080,4	6 060,9	6 130,2	6 169,9	s. o.
Écart	31,8	(70,5)	(133,4)	(237,0)	s. o.

<sup>5</sup> R-4257-2024, pièce B-0006, Énergir H, Document 2.

Tableau 26

**Comparaison des livraisons par service  
Plan 2026-2029 vs Plan 2025-2028 (avant interruptions)**

	2025 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	2026 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	2027 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	2028 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	2029 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
<b>Service continu</b>					
Plan 2026-2029	5 675,2	5 601,3	5 602,4	5 541,1	5 431,4
Plan 2025-2028	5 718,2	5 709,7	5 766,5	5 816,4	s. o.
Écart	(43,0)	(108,4)	(164,1)	(275,3)	s. o.
<b>Service interruptible</b>					
Plan 2026-2029	437,1	389,1	394,4	391,8	394,7
Plan 2025-2028	362,2	351,3	363,8	353,5	s. o.
Écart	74,8	37,8	30,6	38,3	s. o.
<b>Total</b>					
Plan 2026-2029	6 112,2	5 990,4	5 996,8	5 932,9	5 826,1
Plan 2025-2028	6 080,4	6 060,9	6 130,2	6 169,9	s. o.
Écart	31,8	(70,5)	(133,4)	(237,0)	s. o.

#### 4.5 ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU

- 1 L'analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu permet d'évaluer la
- 2 sensibilité de la prévision des livraisons en les comparant aux écarts observés des prévisions
- 3 historiques. Cette analyse se retrouve à l'annexe 2.

#### 4.6 SUIVI DE DÉCISIONS

- 4 Dans sa décision D-2019-141, la Régie demandait à Énergir le dépôt de deux suivis<sup>6</sup>.
- 5 Le premier suivi demandé par la Régie vise le dépôt de l'annexe Q-4.3/Q-4.4 de la pièce B-0233,
- 6 Énergir-T, Document 10 de la Cause tarifaire 2019-2020 (R-4076-2018) en utilisant la nouvelle
- 7 grille d'évaluation et en y ajoutant, au fur et à mesure, les renseignements relatifs aux dossiers
- 8 tarifaires les plus récents, afin de permettre de suivre individuellement chaque projet entre les

<sup>6</sup> Décision D-2019-141, paragr. 194 et 282.

1 différents plans d'approvisionnement depuis la Cause tarifaire 2013-2014. Ce suivi est déposé à  
2 l'annexe 3, sous pli confidentiel.

3 Le deuxième suivi, déposé à l'annexe 4, présente les volumes issus de la maturation des  
4 nouvelles ventes prévues sur l'horizon de la cause tarifaire, par catégorie tarifaire. Ce suivi sera  
5 mis à jour annuellement, comme demandé par la Régie dans sa décision D-2020-145  
6 (paragr. 118).

7 Dans sa décision D-2024-113, la Régie indiquait, au paragraphe 257 :

8       « Dans un contexte de réchauffement climatique soutenu et dans un souci de stabilité tarifaire, la  
9 Régie demande à Énergir de se prononcer, au prochain dossier tarifaire, sur l'opportunité  
10 d'apporter un ajustement au calcul de la normale climatique, dans le but d'éliminer tout biais lié au  
11 réchauffement climatique. »

12 À la suite d'une analyse préliminaire du calcul de la normale climatique et considérant les  
13 montants d'amortissement du CFR - *Stabilisation tarifaire de la température et du vent* des  
14 dernières années, Énergir juge opportun d'analyser des ajustements potentiels au calcul de la  
15 normale climatique. Énergir rappelle que le calcul est basé sur une approche statistique et qu'il  
16 est habituel que des écarts se produisent chaque année. En revanche, les écarts des deux  
17 dernières années soulèvent des interrogations quant à la pondération de certains éléments du  
18 calcul et l'accélération possiblement plus rapide du réchauffement climatique. Énergir propose  
19 donc d'analyser plus en profondeur certaines modifications possibles au calcul de la normale  
20 climatique durant la prochaine année et de partager ses conclusions et recommandations à la  
21 Régie dans le cadre de la Cause tarifaire 2026-2027.

#### **4.7 GAZ DE SOURCE RENOUVELABLE (GSR)**

22 Pour déterminer la consommation volontaire de GSR, Énergir a utilisé le modèle développé en  
23 2024 et présenté dans le cadre de la Cause tarifaire 2024-2025<sup>7</sup>.

24 À la suite de la décision D-2025-025, toutes les ventes de GSR associées aux nouveaux  
25 raccordements 100 % renouvelables dans le bâtiment sont désormais nulles. La seule exception  
26 concerne les nouveaux raccordements des grands bâtiments à Montréal, qui sont toujours

---

<sup>7</sup> R-4257-2024, pièce B-0006, Énergir-H, Document 2; pages 46-48

1 couverts par le *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) des nouveaux*  
2 *bâtiments.*

3 La demande volontaire pour le GSR est en décroissance à l'année 2025-2026, mais reprend une  
4 faible croissance de 2027 à 2029, principalement soutenue par les raccordements 100 %  
5 renouvelables des grands bâtiments à Montréal. Ainsi, il est prévu que la consommation  
6 volontaire de GSR passera de 34,7 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> en 2025-2026 à 40,0 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> en 2028-2029.

7 Les prévisions de consommation GSR sont également fournies à la pièce Énergir-H, Document 6.

Tableau 27

**Prévision - Demande volontaire de GSR  
Cause tarifaire 2026-2029**

Segments		Volumes (Mm <sup>3</sup> )				
		4/8	Prévisions			
		2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
PMD-existant	Residentiel	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1
	Commercial	6,0	6,1	6,2	6,3	6,4
	Institutionnel	4,5	2,3	2,4	2,5	2,5
	Industriel	5,1	5,6	5,8	6,0	6,2
	<b>Sous-total</b>	<b>16,6</b>	<b>14,9</b>	<b>15,4</b>	<b>15,8</b>	<b>16,2</b>
		48%	47%	45%	43%	40%
GE-existant	Residentiel	-	-	-	-	-
	Commercial	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
	Institutionnel	2,9	2,9	2,8	2,9	3,2
	Industriel	13,9	10,5	9,3	9,6	9,7
	<b>Sous-total</b>	<b>17,7</b>	<b>14,1</b>	<b>12,9</b>	<b>13,1</b>	<b>13,6</b>
		51%	44%	38%	36%	34%
Nouveaux branchements 100% renouvelables - Grands bâtiments Montréal	PMD	0,4	2,8	5,6	8,0	10,2
	GE	-	-	-	-	-
	<b>Sous-total</b>	<b>0,4</b>	<b>2,8</b>	<b>5,6</b>	<b>8,0</b>	<b>10,2</b>
		1%	9%	17%	22%	26%
<b>Total prévision GSR</b>		<b>34,7</b>	<b>31,8</b>	<b>33,8</b>	<b>37,0</b>	<b>40,0</b>

## CONCLUSION

- 1 **Énergir demande à la Régie :**
- 2     • **d’approuver son plan d’approvisionnement pour les années 2026-2029, incluant la**
- 3       **présente prévision des livraisons; et**
- 4     • **d’interdire la divulgation, la publication et la diffusion des informations déposées**
- 5       **sous pli confidentiel.**

**ANNEXE 1 - COMPARAISON DES PRÉVISIONS DES VENTES ANNUELLES AVEC LES DONNÉES RÉELLES**  
**(Volumes normalisés)**

Dossier tarifaire  (1)	Livraisons globales (avant interruptions)										
	Livraisons prévues			Livraisons réelles			Variation				
	Service continu	Service interruptible	Total	Service continu	Service interruptible	Total	Service continu	Service interruptible	Total		
	$10^6 m^3$ (2)	$10^6 m^3$ (3)	$10^6 m^3$ (4)	$10^6 m^3$ (5)	$10^6 m^3$ (6)	$10^6 m^3$ (7)	$10^6 m^3$ (8)	$10^6 m^3$ (9)	$10^6 m^3$ (10)	% (11)	
1	<b>2003</b>	4 378	895	5 272	4 366	1 147	5 513	-11	252	241	4,56
2	<b>2004</b>	4 490	898	5 388	4 516	1 042	5 558	27	144	170	3,16
3	<b>2005</b>	4 816	801	5 617	4 496	848	5 344	-320	47	-273	-4,86
4	<b>2006</b>	4 953	769	5 722	4 480	1 011	5 491	-473	242	-231	-4,04
5	<b>2007</b>	5 236	627	5 863	5 307	979	6 286	71	352	423	7,22
6	<b>2008</b>	5 191	704	5 895	4 634	1 195	5 829	-557	491	-66	-1,13
7	<b>2009</b>	4 453	802	5 255	4 112	1 037	5 149	-341	235	-106	-2,02
8	<b>2010</b>	4 046	739	4 785	4 205	1 243	5 449	159	505	663	13,87
9	<b>2011</b>	4 100	988	5 088	4 251	1 209	5 459	151	221	371	7,30
10	<b>2012</b>	4 090	1 253	5 343	4 341	1 074	5 415	250	-179	72	1,34
11	<b>2013</b>	4 633	871	5 504	4 651	855	5 507	18	-16	2	0,04
12	<b>2014</b>	4 932	719	5 651	5 048	708	5 756	116	-11	105	1,86
13	<b>2015</b>	5 293	465	5 758	5 260	485	5 745	-33	21	-12	-0,21
14	<b>2016</b>	5 102	412	5 515	5 294	381	5 674	191	-32	160	2,90
15	<b>2017</b>	5 394	307	5 702	5 530	365	5 894	135	57	193	3,38
16	<b>2018</b>	5 416	296	5 712	5 738	355	6 094	322	59	381	6,67
17	<b>2019</b>	5 687	300	5 987	5 717	369	6 086	30	69	99	1,65
18	<b>2020</b>	5 696	334	6 030	5 475	385	5 860	-221	51	-170	-2,82
19	<b>2021</b>	5 790	233	6 023	5 712	381	6 093	-78	148	70	1,16
20	<b>2022</b>	5 641	209	5 850	5 827	423	6 250	186	214	400	6,84
21	<b>2023</b>	5 854	249	6 103	5 831	366	6 197	-22	116	94	1,53
22	<b>2024</b>	5 899	283	6 181	5 799	366	6 164	-100	83	-17	-0,27
23	<b>2025*</b>	5 718	362	6 080	5 675	437	6 112	-43	75	32	0,52

Note : Les livraisons réelles et prévisionnelles pour les années 2003 à 2014 inclusivement excluent les volumes de GNL.

\* Les livraisons réelles sont déterminées selon la révision volumétrique 4/8 2025 (avant interruptions).

**COMPARAISON DES PRÉVISIONS DE LA JOURNÉE DE POINTE AVEC LES DONNÉES RÉELLES**

Dossier tarifaire (1)	Demande clientèle continue										
	Journée de pointe prévue			Observation réelle				Volume estimé			
	Facteur base 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (2)	Facteur calorifique 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ/jour (3)	Pointe à 44 DJ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (4)	Volume réel de pointe 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (5)	Date (6)	Degrés-jours réels Dj (8)	Variation de DJ Dj (9)	Ajustement de volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (10)	Volume estimé à 44 DJ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (11)	Écart 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (12)	
1 <b>Base de référence 18</b>											
2 <b>2003</b>	7 026	479	28 089	26 915	Mardi	2003-01-21	40,50	3,50	1 677	28 593	504
3 <b>2004</b>	6 987	485	28 309	28 940	Jeudi	2004-01-15	42,23	1,77	859	29 799	1 490
4 <b>2005</b>	7 606	515	30 279	27 337	Mardi	2005-01-18	38,92	5,08	2 615	29 953	-327
5 <b>2006</b>	8 359	489	29 883								
6 <b>2006 ajustée<sup>(1)</sup></b>	7 544	522	30 524	22 638	Lundi	2006-02-27	31,37	12,63	6 594	29 233	-1 291
7 <b>2007</b>	9 013	510	31 457	28 526	Lundi	2007-02-05	35,77	8,23	4 199	32 725	1 268
8 <b>2008</b>	9 074	485	30 428	24 767	Mardi	2007-12-18	29,93	14,07	6 828	31 595	1 168
9 <b>2008 ajustée<sup>(2)</sup></b>	6 573	485	27 927	23 929	Jeudi	2008-01-24	34,20	9,80	4 756	28 685	758
10 <b>2009</b>	6 844	503	28 970	26 620	Jeudi	2009-01-15	42,02	1,98	998	27 618	-1 353
11 <b>2010</b>	6 821	462	27 160	24 207	Vendredi	2010-01-29	37,16	6,84	3 161	27 368	207

12 Note 1 : Ajustement pour refléter la mise en production en avril 2006 de TCE.

13 Note 2 : Ajustement pour exclure TCE qui a baissé sa production à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2008.

Dossier tarifaire (1)	Paramètre de régression (2)	Paramètre d'évaluation (3)	Pointe 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (4)	Volume réel de pointe 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (5)	Date (6)	Paramètre réel (8)	Variation des paramètres (9)	Ajustement de volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (10)	Volume estimé 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (11)	Écart vs prévision 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (12)
14 <b>Base de référence 13 avec effet croisé du vent</b>										
15 <b>2011</b>			27 628	24 986	Lundi	2011-01-24		3 612	28 598	971
16 <b>Base (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>	10 116,69									
17 <b>DJ<sub>t</sub> (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/DJ)</b>	294,44	36,93				32,51	4,42			
18 <b>DJ<sub>t-1</sub> (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/DJ)</b>	91,72	39,64				36,89	2,75			
19 <b>DJ<sub>t</sub> x V<sub>t</sub> (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/DJxkm/h)</b>	2,36	1 273,74				400,46	873,28			
20 <b>2012</b>			27 489	24 153	Dimanche	2012-01-15		4 056	28 209	720
21 <b>Base (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>	10 008,43									
22 <b>DJ<sub>t</sub> (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/DJ)</b>	300,08	36,88				30,68	6,20			
23 <b>DJ<sub>t-1</sub> (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/DJ)</b>	104,58	39,52				33,07	6,45			
24 <b>DJ<sub>t</sub> x V<sub>t</sub> (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/DJxkm/h)</b>	1,79	1 272,40				423,45	848,94			
25										La journée la plus froide étant un dimanche, le volume estimé de la journée de pointe serait plus élevé.

	Dossier tarifaire (1)	Demande clientèle continue									
		Paramètre de régression (2)	Paramètre d'évaluation (3)	Pointe 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (4)	Volume réel de pointe 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (5)	Date (6)	Paramètre réel (8)	Variation des paramètres (9)	Ajustement de volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (10)	Volume estimé 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (11)	Écart vs prévision 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (12)
1	<b>2013</b>			29 077	28 917	Mercredi	2013-01-23		1 584	30 501	1 424
2	Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	12 074,88									
3	DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	291,20	36,85				36,64	0,21			
4	DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	91,38	39,50				34,63	4,87			
5	DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	2,09	1 272,35				756,70	515,65			
6	<b>2014</b> <sup>(3)</sup>			31 521	29 171	Mardi	2014-01-21		3 457	32 628	1 108
7	Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	12 786,50									
8	DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	327,69	36,80				35,97	0,83			
9	DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	88,61	39,48				32,05	7,43			
10	DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	2,51	1 268,33				259,81	1008,52			
11											
12						Journée la plus froide en terme de température, mais congé férié.					
13						Jeudi	2014-01-02				
14							DJ <sub>t</sub>	37,20			
15							DJ <sub>t-1</sub>	36,30			
16							DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub>	881,88			
16	<b>2015</b>			33 340	30 446	Mercredi	2015-01-07		2 952	33 398	58
17	Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	13 698,96									
18	DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	338,31	36,78				36,10	0,68			
19	DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	109,45	39,66				25,37	14,28			
20	DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	2,27	1 257,08				746,69	510,39			
21	<b>2016</b>			34 263	29 013	Dimanche	2016-02-14		2 743	31 756	-2 506
22	Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	13 813,44									
23	DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	357,52	36,75				34,18	2,56			
24	DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	110,42	39,62				38,19	1,44			
25	DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	2,34	1 253,26				541,54	711,72			
26											
27	<b>2017</b>			33 231	28 175	Jeudi	2016-12-15		3 957	32 132	-1 099
28	Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	14 294,02									
29	DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	378,16	36,70				32,42	4,28			
30	DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	78,83	39,59				20,88	18,71			
31	DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	1,55	1 252,40				694,54	557,86			
32	<b>2018</b>			35 771	31 424	Vendredi	2018-01-05		3 411	34 835	-936
33	Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	11 357,66									
34	Base journée (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	2 033,68	Mercredi				1206,78	826,89			
35	DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	387,53	36,59				34,70	1,89			
36	DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	134,40	39,51				25,44	14,07			
37	DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	2,32	1 245,85				1262,39	-16,53			
38	<b>2019</b>			36 723	33 283	Lundi	2019-01-21		3 691	36 974	251
39	Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	12 339,33									
40	Base journée (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	1 878,57	Mercredi				1857,29	21,28			
41	DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	391,93	36,53				32,67	3,86			
42	DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	109,91	39,43				31,99	7,44			
43	DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	3,09	1 246,64				813,48	433,16			

Dossier tarifaire	Demande clientèle continue										
	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Pointe 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	Volume réel de pointe 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	Date	Paramètre réel	Variation des paramètres	Ajustement de volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	Volume estimé 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	Écart vs prévision 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
<b>2020</b>			36 875	31 193	Vendredi	2020-01-17		7 066	38 259	1 384	
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	11 957,34										
Base journée (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	2 122,42	Lundi				1200,13	922,29				
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	410,88	36,49				31,20	5,29				
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	107,90	39,37				24,70	14,67				
DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	2,85	1 245,36				408,72	836,64				
<b>2021</b>			37 113	29 698	Mardi	2020-12-15		7 403	37 101	-13	
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	12 048,06										
Base journée (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	2 150,25	Lundi				2028,43	121,82				
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	416,94	36,60				31,20	5,40				
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	110,02	39,17				13,10	26,07				
DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	2,90	1 154,86				408,72	746,14				
<b>2022</b>			36 789	32 849	Vendredi	2022-01-21		4 208	37 057	269	
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	12 030,57										
Base journée (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	2 127,28	Lundi				1202,54	924,74				
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	412,49	36,54				36,20	0,34				
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	108,85	39,13				33,70	5,43				
DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	2,87	1 151,03				260,64	890,39				
<b>2023</b>			36 620	35 209	Vendredi	2023-02-03		828	36 037	-583	
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	12 311,55										
Base journée (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	2 003,48	Jeudi				1080,35	923,13				
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	441,23	40,66				40,70	-0,04				
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	93,89	23,25				24,30	-1,05				
DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	1,95	1 117,33				1107,04	10,29				
<b>2024</b>			36 780	29 405	Vendredi	2024-01-19		8 100	37 504	725	
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	12 028,70										
Base journée (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	2 126,68	Jeudi				1200,13	926,55				
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	412,37	36,54				28,10	8,44				
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	108,82	39,13				24,70	14,43				
DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	2,87	1 151,03				410,26	740,77				

Note 3 : Modification à la méthodologie de calcul pour les clients des tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>.

**ANNEXE 2**  
**ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE  
RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU  
SERVICE CONTINU**

**T A B L E   D E S   M A T I È R E S**

<b>1</b>	<b>ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU.....</b>	<b>3</b>
1.1	Méthodologie du calcul des probabilités.....	3
1.2	Probabilités de réalisation des scénarios pour 2025-2026 à 2028-2029.....	5
1.3	Aperçu sur quatre ans.....	6

# 1 ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU

## 1.1 MÉTHODOLOGIE DU CALCUL DES PROBABILITÉS

1 Les scénarios bas et haut présentés au plan d’approvisionnement sont établis de manière à  
2 établir les extrêmes que pourraient atteindre les livraisons si la réalité divergeait de ce qui est  
3 prévu au scénario de base. Énergir présente ces scénarios théoriques qui devraient être  
4 considérés comme les bornes inférieures et supérieures des prévisions des livraisons au service  
5 continu sur l’horizon 2026-2029.

6 Puisqu’il est impossible de mesurer la probabilité conjointe de réalisation des différents  
7 paramètres pouvant conduire aux scénarios extrêmes, l’analyse de probabilité de réalisation des  
8 scénarios au service continu est élaborée à partir de données historiques, comme demandé par  
9 la Régie dans sa décision D-2007-116. Cet historique est constitué des écarts relatifs aux  
10 prévisions entre 1991 et 2024. L’écart de prévision est calculé comme étant la différence, en  
11 pourcentage, entre les livraisons réelles enregistrées pour chacune de ces années et la prévision  
12 de la première année au scénario de base présentée lors de la cause tarifaire (prévision un an).

**Tableau 1**  
**VOLUMES NORMALISÉS RÉELS ET PRÉVUS**  
**Service continu (avec ajustement pour TCE à 33 %)**

	<b>Année</b>	<b>Volume réel</b> <b>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>	<b>Prévision 1 an</b> <b>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>	<b>Écart absolu</b> <b>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>	<b>Écart relatif</b> <b>(%)</b>
1	<b>1991</b>	4 197,6	4 210,9	-13,3	-0,31%
2	<b>1992</b>	4 284,9	4 342,9	-58,0	-1,34%
3	<b>1993</b>	4 305,5	4 211,6	93,8	2,23%
4	<b>1994</b>	4 151,9	4 388,6	-236,7	-5,39%
5	<b>1995</b>	4 119,8	4 144,0	-24,2	-0,58%
6	<b>1996</b>	4 363,6	4 420,4	-56,8	-1,28%
7	<b>1997</b>	4 578,0	4 353,7	224,3	5,15%
8	<b>1998</b>	4 634,5	4 528,9	105,6	2,33%
9	<b>1999</b>	4 564,3	4 575,4	-11,2	-0,24%
10	<b>2000</b>	4 661,8	4 606,8	55,0	1,19%
11	<b>2001</b>	4 347,5	4 807,4	-459,9	-9,57%
12	<b>2002</b>	4 352,7	4 454,7	-101,9	-2,29%
13	<b>2003</b>	4 366,1	4 377,6	-11,5	-0,26%
14	<b>2004</b>	4 516,4	4 489,7	26,7	0,59%
15	<b>2005</b>	4 496,4	4 816,1	-319,7	-6,64%
16	<b>2006</b>	4 417,1	4 865,4	-448,3	-9,21%
17	<b>2007</b>	4 702,0	4 621,8	80,2	1,73%
18	<b>2008</b>	4 456,8	4 581,4	-124,7	-2,72%
19	<b>2009</b>	4 071,4	4 400,4	-329,1	-7,48%
20	<b>2010</b>	4 166,1	4 003,8	162,3	4,05%
21	<b>2011</b>	4 208,0	4 058,6	149,4	3,68%
22	<b>2012</b>	4 294,9	4 051,2	243,7	6,02%
23	<b>2013</b>	4 673,9	4 653,4	20,5	0,44%
24	<b>2014</b>	5 068,0	4 953,3	114,8	2,32%
25	<b>2015</b>	5 276,2	5 313,6	-37,4	-0,70%
26	<b>2016</b>	5 264,2	5 060,1	204,1	4,03%
27	<b>2017</b>	5 500,3	5 307,9	192,4	3,63%
28	<b>2018</b>	5 737,5	5 305,2	432,3	8,15%
29	<b>2019</b>	5 687,7	5 595,3	92,5	1,65%
30	<b>2020</b>	5 447,7	5 667,8	-220,1	-3,88%
31	<b>2021</b>	5 684,1	5 870,8	-186,7	-3,18%
32	<b>2022</b>	5 799,8	5 800,3	-0,5	-0,01%
33	<b>2023</b>	5 801,8	5 883,5	-81,8	-1,39%
34	<b>2024</b>	5 698,7	5 805,6	-106,9	-1,84%

1 À partir de cet échantillon de 34 données (tableau 1), des probabilités de déviation du scénario  
2 de base ont été établies afin de calculer une probabilité de réalisation des scénarios extrêmes  
3 (haut et bas). Ces probabilités sont uniquement construites à partir des écarts observés entre les  
4 prévisions et le réel depuis 1991, et non sur l'information et la connaissance du marché dont  
5 dispose Énergir au moment de l'établissement des prévisions ou de situations particulières  
6 pouvant affecter la prévision d'une année donnée.

7 La distribution des écarts relatifs a été supposée normale, centrée à zéro et de variance calculée  
8 à partir de l'échantillon. L'hypothèse selon laquelle la distribution est centrée à zéro est en soi  
9 peu contraignante, puisque la moyenne de l'échantillon est non statistiquement différente de zéro.  
10 Elle est néanmoins conceptuellement importante puisqu'elle traduit la certitude pour Énergir de  
11 produire au présent dossier une prévision non biaisée. Ce calcul de probabilités est réalisé  
12 suivant la méthode présentée au dossier R-3662-2008, à la pièce Gaz Métro-5, Document 1 et  
13 approuvée par la Régie dans la décision D-2008-140. Cependant, pour les deuxième, troisième  
14 et quatrième années du plan d'approvisionnement, les probabilités ont été calculées sans  
15 extrapolation des écarts types, comme demandé par la Régie dans sa décision D-2008-140.

## 1.2 PROBABILITÉS DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS POUR 2025-2026 À 2028-2029

16 Sur la base des données historiques disponibles, Énergir a calculé que la probabilité d'écart de  
17 prévision par rapport au scénario de base suit une normale centrée à zéro et de variance égale  
18 à 0,17 % (ou d'écart type égal à 4,1 %).

19 Ceci permet de calculer les probabilités d'évolution de la demande autour du scénario de base  
20 pour 2025-2026 à 2028-2029, comme présenté au tableau 2. Les probabilités de réalisation des  
21 scénarios haut et bas sont similaires à celles présentées dans le cadre de la  
22 Cause tarifaire 2024-2025<sup>1</sup>. Le plus grand écart résultant de cette comparaison (0,48 %) est celui  
23 du scénario haut de la troisième année du plan d'approvisionnement (2027-2028). L'écart  
24 provient principalement de la différence entre les volumes des scénarios haut et bas par rapport

---

<sup>1</sup> R-4257-2024, pièce B-0006, Énergir-H, Document 2.

- 1 aux volumes du scénario de base au tarif continu, comparativement à ceux présentés à la  
2 Cause tarifaire 2024-2025.

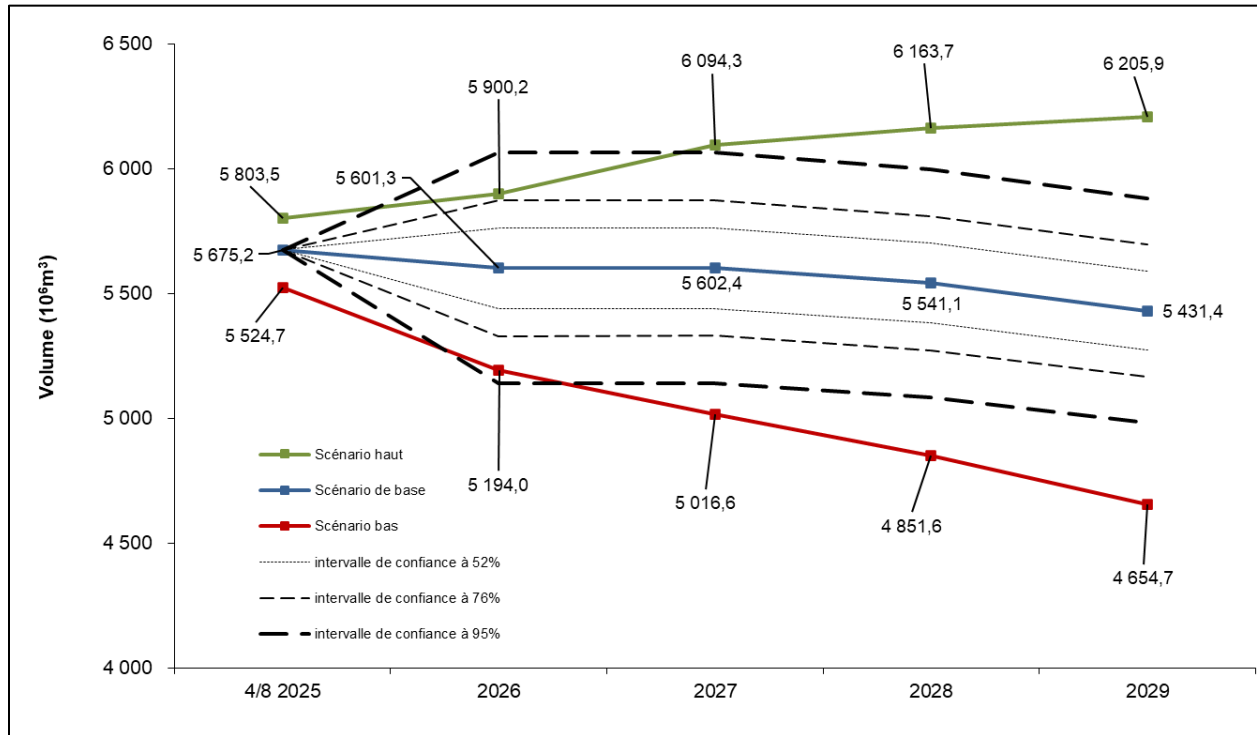
**Tableau 2**  
**PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS**  
**Service continu**

	Réalisation	Probabilité
1	<b>2025-2026</b>	
2	Volume réel au-dessus du scénario haut	9,79%
3	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	86,31%
4	Volume réel en dessous du scénario bas	3,90%
5	<b>2026-2027</b>	
6	Volume réel au-dessus du scénario haut	1,67%
7	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	97,77%
8	Volume réel en dessous du scénario bas	0,56%
9	<b>2027-2028</b>	
10	Volume réel au-dessus du scénario haut	0,32%
11	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	99,55%
12	Volume réel en dessous du scénario bas	0,13%
13	<b>2028-2029</b>	
14	Volume réel au-dessus du scénario haut	0,03%
15	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	99,95%
16	Volume réel en dessous du scénario bas	0,03%

### 1.3 APERÇU SUR QUATRE ANS

- 3 En combinant les probabilités calculées sur les quatre années, soit de 2025-2026 à 2028-2029,  
4 il est possible de représenter graphiquement les trois scénarios de prévisions, ainsi que les  
5 probabilités que les livraisons réelles se trouvent dans un certain intervalle autour du scénario de  
6 base avec différents niveaux de confiance.

**Graphique 1**  
**Intervalles de confiance autour des prévisions sur 4 ans**  
**(service continu)**



**L'annexe 3 est déposée sous pli confidentiel.**

#### ANNEXE 4 : Suivi des nouvelles ventes

Dans sa décision D-2019-141 (paragr. 282), la Régie demandait ce qui suit :

« [282] La Régie estime qu'il est nécessaire de bien comprendre l'évolution des nouvelles ventes prévues, pour toutes les catégories tarifaires. **Pour cette raison, la Régie demande à Énergir de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, les nouvelles ventes prévues afin d'en permettre la comparaison.** »

Dans sa décision D-2020-145 (paragr. 118), la Régie demandait de mettre ce suivi à jour annuellement. Le tableau ci-dessous récapitule les volumes issus de la maturation des nouvelles ventes prévues sur l'horizon du Plan d'approvisionnement 2026-2029, par catégorie tarifaire.

Tarif	Volume maturé de nouvelles ventes (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
<b>1 2025-2026</b>	
2 D1	41,9
3 D3	(0,8)
4 D4	1,2
5 D5	-
6 Total	42,3
<b>7 2026-2027</b>	
8 D1	55,5
9 D3	0,6
10 D4	0,3
11 D5	-
12 Total	56,3
<b>13 2027-2028</b>	
14 D1	35,5
15 D3	0,6
16 D4	-
17 D5	-
18 Total	36,1
<b>19 2028-2029</b>	
20 D1	15,7
21 D3	1,1
22 D4	-
23 D5	-
24 Total	16,8