

PLAN  
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER  
PRÉVISION DES LIVRAISONS

HORIZON 2024 - 2027

## 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.....	5
<b>2 SITUATION CONCURRENTIELLE .....</b>	<b>10</b>
2.1 Marché des grandes entreprises.....	11
2.2 Marché des petit et moyen débits .....	13
2.3 Marché résidentiel .....	14
2.4 Marché affaires.....	15
<b>3 PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2022-2023).....</b>	<b>17</b>
3.1 Livraisons 2022-2023 pour le marché des grandes entreprises .....	17
3.2 Livraisons 2022-2023 pour le marché des petit et moyen débits.....	19
3.3 Nombre de clients anticipés 4/8 2022-2023 et CT 2023-2024.....	21
<b>4 PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2023-2027 .....</b>	<b>22</b>
4.1 Scénario de base 2024-2027 .....	22
4.1.1 Livraisons 2024-2027 pour le marché des grandes entreprises .....	22
4.1.2 Livraisons 2024-2027 pour le marché des petit et moyen débits.....	25
4.1.3 Livraisons globales (scénario de base) .....	29
4.2 Scénario haut.....	30
4.3 Scénario bas.....	33
4.4 Comparaison des plans d'approvisionnement 2024-2027 et 2023-2026.....	35
4.5 Analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu .....	37
4.6 Suivi de décisions.....	37
4.7 Gaz de source renouvelable (GSR) .....	38
<b>CONCLUSION.....</b>	<b>39</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 (déposée sous pli confidentiel)
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 2023-2024 à 2026-2027 est préparé par  
2 Énergir, s.e.c. (Énergir) en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan*  
3 *d'approvisionnement* (le Règlement) (c. R-6.01, r. 8).

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 Cause tarifaire  
9 2022-2023 et celle établie lors de l'exercice budgétaire 4/8 2022-2023 (4 mois réels / 8 mois  
10 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 2023-2024 à 2026-2027.

14 Selon les hypothèses économiques et énergétiques retenues par Énergir, la demande de la  
15 clientèle pour les années 2023-2024 à 2026-2027 se présente comme suit :

**Tableau 1**  
**Demande avant interruptions (scénario de base)**  
**2023-2024 à 2026-2027**

Catégorie de clientèle	2023-2024 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	2024-2025 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	2025-2026 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	2026-2027 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
Grandes entreprises	3 152,4	3 104,6	3 310,6	3 255,9
Petit et moyen débits	2 991,8	2 947,6	2 923,7	2 882,6
<b>TOTAL</b>	<b>6 144,2</b>	<b>6 052,2</b>	<b>6 234,3</b>	<b>6 138,5</b>

## 1 CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

### 1.1 HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES

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

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

	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027
Croissance du PIB québécois (%)	0,90	1,72	1,81	1,33
Taux d'inflation québécois (%)	2,53	2,06	2,00	2,00
Taux de change (\$US / \$CAN)	0,75	0,75	0,75	0,75

Sources des prévisions :

PIB Québec 2023-2024

Moyenne de prévisions :

Desjardins (déc. 2022)

Conference Board du Canada (janv. 2023)

Banque TD (déc. 2022)

Banque Nationale (janv. 2023)

BMO (janv. 2022)

Banque Royale (déc. 2022).

PIB Québec 2024-2025 à 2026-2027

Moyenne de prévisions :

Desjardins (déc. 2022)

Conference Board du Canada (janv. 2023).

Inflation Québec 2023-2024

Moyenne de prévisions :

Desjardins (déc. 2022)

Conference Board du Canada (janv. 2023)

Banque Nationale (janv. 2023)

BMO (janv. 2023)

Banque Royale (déc. 2022).

Inflation Québec 2024-2025 à 2026-2027

Moyenne de prévisions :

Desjardins (déc. 2022)

Conference Board du Canada (janv. 2023).

Taux de change 2023-2024 à 2026-2027

TD Securities – valeur des *Futures*,  
en date du 10 janvier 2023.

### 1.2 HYPOTHÈSES ÉNERGÉTIQUES

#### Gaz naturel

- 3 Le tableau 3 présente le prix des *Futures* offert sur le marché financier pour les périodes  
4 couvertes par le plan d'approvisionnement. Les hypothèses retenues par Énergir sont présentées  
5 au tableau 4.

- 1 Énergir a utilisé le prix des *Futures* sur le marché financier pour déterminer ses hypothèses quant  
 2 au prix du gaz naturel.
- 3 Considérant le déplacement de la livraison aux clients du service de fourniture avec ou sans  
 4 transfert de propriété et des clients ayant convenu d'une entente à prix fixe auprès d'un  
 5 fournisseur spécifique (achat direct), Énergir a établi son prix de la fourniture à Dawn à partir du  
 6 1<sup>er</sup> novembre 2016. Ce prix, sur l'horizon du plan d'approvisionnement, est présenté au tableau 4.

**Tableau 3**  
**Marché financier – Moyenne en date du 6 janvier 2023q**

Prix du gaz naturel (\$CAN/Gj)						
	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027
AECO	4,94	3,53	3,35	3,66	4,01	4,21
Empress	5,92	4,08	3,91	4,06	4,30	4,41
Dawn	7,17	4,89	4,73	4,95	5,15	5,25
Nymex - Henry Hub	7,93	5,51	4,99	5,18	5,33	5,38

Source : TD Securities

Tableau 4

Hypothèses retenues (\$CAN/GJ)				
	octobre	nov.- mars	avr.-sept.	année
<b>2022-2023</b>				
Prix à Empress	5,32	4,82	3,27	4,08
Prix à Dawn	6,56	5,40	4,19	4,89
Prix du service de fourniture de gaz naturel	8,96	6,41	5,03	5,93
<b>2023-2024</b>				
Prix à Empress	3,43	4,52	3,48	3,91
Prix à Dawn	4,20	5,35	4,30	4,73
Prix du service de fourniture de gaz naturel	4,76	4,92	5,09	4,99
<b>2024-2025</b>				
Prix à Empress	3,58	4,61	3,68	4,06
Prix à Dawn	4,47	5,52	4,56	4,95
Prix du service de fourniture de gaz naturel	5,03	5,18	5,36	5,26
<b>2025-2026</b>				
Prix à Empress	4,00	4,74	3,98	4,30
Prix à Dawn	4,78	5,80	4,67	5,15
Prix du service de fourniture de gaz naturel	5,28	5,41	5,50	5,45
<b>2026-2027</b>				
Prix à Empress	4,26	4,90	4,03	4,41
Prix à Dawn	4,87	5,90	4,77	5,25
Prix du service de fourniture de gaz naturel	5,41	5,53	5,62	5,56

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

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

**Tableau 5**  
**Marché financier – moyenne en date du 6 janvier 2023**

Prix du pétrole (\$US/baril)					
	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027
Brent	81,56	76,06	73,13	70,76	68,80

Source : TD Securities

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

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

2022-2023	
Prix du Brent (\$US/baril)	81,56
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	99,79
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	1,51
2023-2024	
Prix du Brent (\$US/baril)	76,06
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	92,42
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	1,28
2024-2025	
Prix du Brent (\$US/baril)	73,13
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	88,69
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	1,23
2025-2026	
Prix du Brent (\$US/baril)	70,76
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	85,67
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	1,18
2026-2027	
Prix du Brent (\$US/baril)	68,80
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	83,13
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	1,18

Source : TD Securities



Tarifs d'électricité

- 1 Énergir utilise l'hypothèse que les tarifs d'électricité en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2022 augmenteront de
- 2 3 % au marché résidentiel et de 6,4 % au marché affaires au 1<sup>er</sup> avril 2023. Par la suite, les prix
- 3 seront majorés de l'inflation au 1<sup>er</sup> avril de chaque année, de 2024 à 2027, sauf pour le marché
- 4 résidentiel lorsque l'inflation est trop importante, puisque les tarifs résidentiels sont majorés au
- 5 maximum de 3 %.

## 2 SITUATION CONCURRENTIELLE

1 La situation concurrentielle indique la position relative de la facture de consommation de gaz  
2 naturel par rapport à celle de la biénergie, du mazout ou de l'électricité selon certains segments  
3 clés de la clientèle d'Énergir. Toutefois, les coûts d'acquisition, d'entretien, d'installation des  
4 équipements, ainsi que les taxes ne sont pas inclus dans ce calcul. La situation concurrentielle  
5 du gaz naturel par rapport à la solution alternative est obtenue en calculant le ratio du coût annuel  
6 de cette solution alternative sur le coût annuel du gaz naturel, multiplié par 100. Un ratio inférieur  
7 à 100 indique une situation concurrentielle défavorable au gaz naturel, alors qu'à l'inverse, un  
8 ratio supérieur à 100 illustre une situation concurrentielle favorable au gaz naturel.

9 Les mesures de la situation concurrentielle pour le plan d'approvisionnement 2024-2027 sont  
10 établies à partir des prévisions de prix de la section 1 (Contexte économique et énergétique) du  
11 présent document. Les tarifs de distribution, de transport, d'équilibrage utilisés pour l'ensemble  
12 du plan correspondent à ceux actuellement en vigueur. Dans sa décision D-2022-123, paragr. 69,  
13 la Régie retenait la recommandation de la FCEI à l'effet d'inclure la contribution au verdissement  
14 du réseau gazier dans le calcul de la situation concurrentielle. Cette composante de la facture de  
15 gaz naturel sera dorénavant incluse au calcul de la situation concurrentielle, en utilisant le tarif en  
16 vigueur et non le tarif prospectif. Pour 2022-2023, le tarif de verdissement étant nul, il n'a donc  
17 pas d'impact sur la situation concurrentielle du gaz naturel.

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 2023. 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 2022 et  
22 le prix moyen des cinq ventes aux enchères qui ont eu lieu de novembre 2021 à novembre 2022.  
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 des mazouts lourds et  
25 légers de janvier 2022 à décembre 2022 issu du prix moyen des cinq dernières ventes aux  
26 enchères. Les coûts d'ajustement pour les mazouts lourds et légers sont ajoutés aux prévisions  
27 annuelles des taux de SPEDE.

28 Les tableaux 7 et 8 montrent les prix utilisés.

Tableau 7

Projection des prix des droits d'émission  
de 2024 à 2027

Année civile	(\$US/T CO <sub>2</sub> )	Taux de change	(\$CAN/T CO <sub>2</sub> )
2024	███	███	███
2025	███	███	███
2026	███	███	███
2027	███	███	███

Tableau 8

Projection des taux du SPEDE  
par source d'énergie de 2024 à 2027

Année civile	Gaz naturel	Mazout n° 2	Mazout n° 6
	(¢can/m <sup>3</sup> )	(¢can/l)	(¢can/l)
2024	13,20	18,79	21,61
2025	14,14	20,11	23,14
2026	15,09	21,47	24,70
2027	16,72	23,79	27,36

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

## 2.1 MARCHÉ DES GRANDES ENTREPRISES

8 Les cas types présentés au tableau 9 pour le marché des grandes entreprises sont établis en  
9 fonction des projections de prix de la fourniture de gaz naturel et du mazout n° 6 à 1 % de soufre  
10 présentées au tableau 6. La conversion vers le mazout est faite en considérant une efficacité

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

Tableau 9

**Situation concurrentielle projetée de 2023-2024 à 2026-2027**  
**Marché grandes entreprises**  
**(Gaz naturel = 100)**

Palier tarifaire		Service continu		Service interruptible	
		4.6	4.7	5.5	5.7
2023-2024	Mazout n° 6 (1 % soufre)	183	206	185	198
2024-2025	Mazout n° 6 (1 % soufre)	172	189	174	186
2025-2026	Mazout n° 6 (1 % soufre)	164	177	166	177
2026-2027	Mazout n° 6 (1 % soufre)	159	168	160	171

13 Pour les quatre années du plan d'approvisionnement, le gaz naturel maintiendra une situation  
 14 concurrentielle favorable, et ce, malgré des prévisions du prix du gaz naturel élevées comparées  
 15 aux dernières années. Au cours de cette période, le mazout n° 6 devrait afficher un coût de 59 %  
 16 à 106 % supérieur à celui du gaz naturel.

17 L'écart de prix moyen projeté entre le mazout n° 6 et le gaz naturel pour les contrats à court terme  
 18 est présenté au tableau 10. L'écart entre les prix est déterminé selon l'hypothèse de  
 19 consommation hors hiver afin de refléter la consommation de gaz d'appoint concurrence. Ainsi,

1 le gaz naturel devrait bénéficier d'un écart favorable allant de 13,15 \$/GJ en 2023-2024 à  
 2 11,24 \$/GJ en 2026-2027.

Tableau 10

**Écarts de prix moyen projeté de 2023-2024 à 2026-2027  
 Marché grandes entreprises – Contrats à court terme (\$/GJ)**

Écart positif favorable gaz naturel	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027
Mazout n° 6 vs gaz naturel	13,15	12,24	11,60	11,24

## 2.2 MARCHÉ DES PETIT ET MOYEN DÉBITS

3 Les cas types présentés aux tableaux 11 et 12 pour les clients du marché des petit et moyen  
 4 débits sont établis en fonction du volume de consommation qui leur est attribué. Le tableau 11  
 5 (marché résidentiel) a été modifié pour tenir compte de la biénergie et du *Règlement sur les*  
 6 *appareils de chauffage au mazout*. Par conséquent, la situation concurrentielle du gaz naturel par  
 7 rapport au mazout a été retirée et la situation concurrentielle du gaz naturel par rapport à la  
 8 biénergie a été ajoutée. La distinction selon l'efficacité de l'appareil électrique a été prise en  
 9 compte pour les situations du gaz naturel par rapport à l'électricité et à la biénergie. De plus, les  
 10 cas types ont été remplacés par ceux présentés dans le cadre du dossier de la biénergie  
 11 (R-4169-2021), à la pièce B-0034, HQD-E-1, Document 1 et les factures calculées représentent  
 12 la facture énergétique totale (incluant la base électrique). Quant au tableau 12 (marché affaires),  
 13 puisque les modifications seront apportées à la Cause tarifaire 2024-2025 la méthodologie est  
 14 donc identique aux années précédentes.

15 Les tarifs de distribution utilisés pour le calcul des factures correspondent au tarif D<sub>1</sub> pour les  
 16 clients ayant des profils chauffage et au tarif D<sub>3</sub> pour les cas à profil stable. Tout comme pour le  
 17 prix du mazout n° 6, un supplément (entre 9 ¢/l et 4 ¢/l, selon le cas, au marché affaires) est  
 18 ajouté au prix de gros (rampe de chargement) du mazout n° 2, afin de refléter les prix payés par  
 19 les utilisateurs finaux, soit les clients. Ces suppléments permettent de prendre en compte les  
 20 coûts de transport ainsi que les marges de distribution associées aux marchés résidentiel et  
 21 affaires.

## 2.3 MARCHÉ RÉSIDENTIEL

- 1 Pour les cas types du marché résidentiel, les efficacités énergétiques des appareils de chauffage  
 2 suivantes sont considérées : 85 % au gaz naturel, 100 % pour l'électricité lorsque l'équipement  
 3 est standard et 250 % lorsque l'équipement est efficace. Dans le cas d'une facture électrique  
 4 efficace, le client a une combinaison d'équipements électrique standard et efficace, donc  
 5 l'efficacité globale du système reflète la combinaison de leur efficacité.

**Tableau 11**  
**Situation concurrentielle projetée de 2023-2024 à 2026-2027**  
**Marché résidentiel (chauffage)**  
**(Gaz naturel = 100)**

	Unifamiliale, duplex, triplex (UDT)			Multihabitations	
	Petite taille	Taille moyenne	Grande taille	6 unités	13 unités
<b>Volume annuel</b>	<b>1 010 m<sup>3</sup></b>	<b>1 955 m<sup>3</sup></b>	<b>2 914 m<sup>3</sup></b>	<b>7 897 m<sup>3</sup></b>	<b>15 000 m<sup>3</sup></b>
<b>2023-2024</b>					
Électricité efficace	63	73	76	N/A	N/A
Électricité standard	78	94	102	90	135
Biénergie efficace	76	71	68	N/A	N/A
Biénergie standard	82	79	77	75	74
<b>2024-2025</b>					
Électricité efficace	63	72	75	N/A	N/A
Électricité standard	78	94	101	88	130
Biénergie efficace	75	70	67	N/A	N/A
Biénergie standard	82	79	77	74	72
<b>2025-2026</b>					
Électricité efficace	63	72	75	N/A	N/A
Électricité standard	78	93	100	86	127
Biénergie efficace	75	70	67	N/A	N/A
Biénergie standard	82	78	76	73	71
<b>2026-2027</b>					
Électricité efficace	62	71	74	N/A	N/A
Électricité standard	77	92	99	85	123
Biénergie efficace	75	70	67	N/A	N/A
Biénergie standard	82	78	76	72	70

1 De 2023-2024 à 2026-2027, 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 30 % 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 35 % 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 24 % à 38 %  
 12 moins chère que la facture de gaz naturel.

## 2.4 MARCHÉ AFFAIRES

**Tableau 12**  
**Situation concurrentielle projetée de 2023-2024 à 2026-2027**  
**Marché affaires**  
**(Gaz naturel = 100)**

Volume annuel	Profils chauffage				Profil stable
	14 600 m <sup>3</sup>	41 500 m <sup>3</sup>	100 000 m <sup>3</sup>	400 000 m <sup>3</sup>	400 000 m <sup>3</sup>
<b>2023-2024</b>					
Mazout n° 2	226	248	262	284	351
Électricité	133	146	146	160	171
<b>2024-2025</b>					
Mazout n° 2	212	232	244	264	327
Électricité	132	146	144	158	168
<b>2025-2026</b>					
Mazout n° 2	201	220	231	249	305
Électricité	130	144	142	156	164
<b>2026-2027</b>					
Mazout n° 2	192	209	220	237	289
Électricité	128	142	140	153	160

1 La situation concurrentielle du gaz naturel face au mazout n° 2 dans le marché affaires demeurera  
2 favorable de 2023-2024 à 2026-2027. L'avantage concurrentiel du gaz naturel variera de 92 % à  
3 251 % selon l'année et la quantité de gaz naturel consommée annuellement, l'avantage  
4 augmentant avec le niveau de consommation.

5 Face à l'électricité, l'avantage demeure favorable pour la facture de gaz naturel. Cet avantage  
6 est de 28 % à 71 % selon le cas et l'année considérés.

7 Pour le marché affaires, l'efficacité utilisée pour les calculs est de 85 % au gaz naturel et de 80 %  
8 pour le mazout afin de refléter les appareils sur le marché. Dans le cas de l'électricité, l'efficacité  
9 est laissée constante à 97 %.



### **3 PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2022-2023)**

1 Dans la Cause tarifaire 2022-2023, les prévisions pour l'année 2022-2023 avaient été évaluées  
2 plusieurs mois avant le début de l'année financière, à partir des hypothèses économiques et des  
3 informations disponibles sur les différents marchés. La présente section explique les écarts entre  
4 les volumes prévus lors de la Cause tarifaire 2022-2023<sup>1</sup> dans le scénario de base et la plus  
5 récente révision volumétrique de l'année en cours, soit la révision 4/8 2022-2023.

#### **3.1 LIVRAISONS 2022-2023 POUR LE MARCHÉ DES GRANDES ENTREPRISES**

6 Le tableau 13 présente l'écart entre la prévision des livraisons annuelles pour le scénario de base  
7 établie au moment de la Cause tarifaire 2022-2023 (3 178,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) et la révision volumétrique  
8 4/8 2022-2023 (3 173,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>). Les volumes associés aux différentes catégories représentent  
9 une variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

---

<sup>1</sup> R-4177-2021, B-0178, Énergir-H, Document 2.

Tableau 13

**Écarts de livraisons au marché grandes entreprises  
Cause tarifaire 2022-2023 vs Révision volumétrique 4/8 2022-2023**

DESCRIPTION		Prévision CT 2022-2023 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Révision 4/8 2022-2023 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
1	<b>Livraisons au 30 septembre 2022 (après interruptions)</b>	* 3 203,4	** 3 217,4
2	<b>Interruptions</b>	16,2	6,2
3	Continu D <sub>4</sub>	-	-
4	Interruptible D <sub>5</sub>	16,2	6,2
5	<b>Livraisons au 30 septembre 2022 (avant interruptions)</b>	3 219,6	3 223,6
6	<b>Pertes liées à l'efficacité énergétique</b>	(35,7)	(29,6)
7	Continu D <sub>4</sub>	(26,0)	(26,7)
8	Interruptible D <sub>5</sub>	(9,6)	(2,9)
9	<b>Gains (pertes) face à la concurrence</b>	(5,9)	(2,9)
10	Continu D <sub>4</sub>	(5,8)	(1,2)
11	Interruptible D <sub>5</sub>	(0,2)	(1,7)
12	<b>Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique</b>	(0,1)	(3,4)
13	Continu D <sub>4</sub>	-	(3,4)
14	Interruptible D <sub>5</sub>	(0,1)	-
15	<b>Fluctuations de production</b>	(4,4)	15,5
16	Continu D <sub>4</sub>	44,0	71,1
17	Interruptible D <sub>5</sub>	(48,5)	(55,5)
18	<b>Migration des clients entre les tarifs D1, D3, et D4, D5</b>	(0,6)	(26,3)
19	Continu D <sub>4</sub>	(0,6)	(26,3)
20	Interruptible D <sub>5</sub>	-	-
21	<b>Nouvelles ventes</b>	5,2	-
22	Continu D <sub>4</sub>	5,2	-
23	Interruptible D <sub>5</sub>	-	-
24	<b>Gaz d'appoint concurrence</b>	(0,1)	(3,7)
25	Continu D <sub>4</sub>	-	-
26	Interruptible D <sub>5</sub>	(0,1)	(3,7)
27	<b>Impact du 29 février</b>	-	-
28	Continu D <sub>4</sub>	-	-
29	Interruptible D <sub>5</sub>	-	-
30	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2023 (avant interruptions)</b>	3 178,0	3 173,2
31	<b>Interruptions nettes</b>	(6,9)	(4,8)
32	Continu D <sub>4</sub>	-	-
33	Interruptible D <sub>5</sub>	(6,9)	(4,8)
34	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2023 (après interruptions)</b>	3 171,0	3 168,4

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

\* Livraisons anticipées au 30 septembre 2022, Révision budgétaire 4/8 2021-2022 (R-4177-2021, B-0178, Énergir-H, Document 2, p. 17, tableau 13, ligne 34.

\*\* Livraisons réelles 2021-2022 (R-4209-2022, B-0054, Énergir-9, Document 1, p. 1, lignes 12 et 24, colonne 5) et incluant les volumes de GNL.

1 Au 30 septembre 2022, les livraisons réelles avant interruptions sont supérieures de  $4,0 \text{ } 10^6\text{m}^3$  à  
2 celles prévues lors de la Cause tarifaire 2022-2023. Au 30 septembre 2023, les livraisons prévues  
3 avant interruptions lors de la révision volumétrique 4/8 2022-2023 sont inférieures par rapport aux  
4 livraisons établies dans le cadre de la Cause tarifaire 2022-2023 de  $4,8 \text{ } 10^6\text{m}^3$  ( $3 \text{ } 178,0 \text{ } 10^6\text{m}^3$  vs  
5  $3 \text{ } 173,2 \text{ } 10^6\text{m}^3$  ).

6 En 2022-2023, les prévisions offrent des dynamiques similaires à la prévision de la Cause tarifaire  
7 2022-2023. En ce qui a trait aux fluctuations de production, le tarif  $D_4$  a connu une augmentation  
8 plus importante lors de la révision volumétrique 4/8 2022-2023, notamment du fait de deux clients  
9 des secteurs de la production d'énergie et de la métallurgie.

10 Par ailleurs, un client du secteur des pâtes et papiers a migré au tarif  $D_1$ , ce qui représente une  
11 baisse de consommation au tarif  $D_4$  de  $26,6 \text{ } 10^6\text{m}^3$ . L'historique comparatif des livraisons globales  
12 et de la journée de pointe entre les prévisions et le réel observé est présenté à l'annexe 1.

### **3.2 LIVRAISONS 2022-2023 POUR LE MARCHÉ DES PETIT ET MOYEN DÉBITS**

13 Le tableau 14 présente l'écart entre la prévision de la demande annuelle pour le scénario de base  
14 établie au moment de la Cause tarifaire 2022-2023 ( $3 \text{ } 020,2 \text{ } 10^6\text{m}^3$ ) et la révision 4/8 2022-2023  
15 ( $3 \text{ } 023,8 \text{ } 10^6\text{m}^3$ ). La résultante de chacun des exercices est présentée à la ligne 10. Les volumes  
16 associés aux différentes catégories représentent une variation par rapport aux volumes de  
17 l'année précédente.

Tableau 14

**Écarts de livraisons au marché petit et moyen débits  
Cause tarifaire 2022-2023 vs révision volumétrique 4/8 2022-2023**

	DESCRIPTION	Prévision CT 2022-2023 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Révision 4/8 2022-2023 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
1	<b>Livraisons au 30 septembre 2022</b>	<b>2 960,5 *</b>	<b>3 032,9 **</b>
2	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(20,3)	(20,5)
3	Économies d'énergie hors programmes	(8,5)	(8,8)
4	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(6,1)	(6,1)
5	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	27,4	(70,0)
6	Normale climatique	(3,6)	(3,6)
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>	(0,8)	26,3
9	Maturation des nouvelles ventes	71,8	73,6
10	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2023</b>	<b>3 020,2</b>	<b>3 023,8</b>

\* R-4177-2021, pièce B-0178, Énergir-H, Document 2, p. 26, tableau 17, ligne 1.

\*\* R-4209-2022, pièce B-0054, Énergir-9, Document 1, p. 1, colonne 5, ligne 5.

1 Pour l'année 2022-2023, une légère hausse de la demande de 3,6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (3 023,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> vs  
2 3 020,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) est anticipée par rapport aux livraisons initialement prévues lors de la  
3 Cause tarifaire 2022-2023. Comme présenté au tableau 14, cette légère hausse des livraisons  
4 est expliquée en grande partie par le solde de départ (ligne 1). Effectivement, les livraisons réelles  
5 de 2021-2022 ont été de 72,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (3 032,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> vs 2 960,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) plus élevées que la  
6 prévision de la Cause tarifaire 2022-2023. Cet écart s'explique principalement par la reprise  
7 économique en 2021-2022, qui a été plus forte qu'anticipée. De plus, un client du marché des  
8 grandes entreprises consommant aux tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> a migré en début d'année vers le tarif D<sub>1</sub>, ce  
9 qui amène une hausse des livraisons à la clientèle du marché des petit et moyen débits (ligne 8).

10 Ces variations des livraisons à la hausse sont en grande partie contrebalancées par la variable  
11 *Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique* (27,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> vs -70,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>), qui  
12 s'explique par des prévisions de la croissance du PIB à la baisse de plus de 2 points de  
13 pourcentage pour 2022-2023 entre les deux exercices. De plus, cette baisse de la croissance du  
14 PIB devrait être observée principalement aux deuxième et troisième trimestres de l'année  
15 financière 2022-2023, qui sont des mois de forte consommation de gaz naturel chez la clientèle

1 du marché des petit et moyen débits, ce qui accentue l'impact à la baisse sur les livraisons de  
2 l'année en cours.

### 3.3 NOMBRE DE CLIENTS ANTICIPÉS 4/8 2022-2023 ET CT 2023-2024

3 Dans sa décision D-2019-028 (paragr. 38), la Régie de l'énergie (la Régie) autorisait :

4 « [...] l'utilisation de la formule paramétrique, telle que décrite à la section 3.1 de la pièce B-0026,  
5 pour établir les dépenses d'exploitation des années 2019-2020 à 2021-2022 [...]. » [référence omise]

6 Dans sa décision D-2022-025 (paragr. 80), la Régie reconduisait, pour les années tarifaires  
7 2022-2023 à 2024-2025, la formule paramétrique en vigueur avec certains ajustements.

8 Par ailleurs, dans sa décision D-2017-094 (paragr. 58), la Régie indiquait que selon la pratique  
9 réglementaire usuelle, l'étude budgétaire d'un dossier tarifaire doit comporter une preuve basée  
10 sur des résultats 5/7 ou 4/8 de l'année en cours. Ainsi, en soutien à l'utilisation de la formule  
11 paramétrique d'établissement des dépenses d'exploitation, le tableau 15 présente le nombre de  
12 clients anticipés lors de la révision volumétrique 4/8 2022-2023 ainsi que dans la  
13 Cause tarifaire 2023-2024.

**Tableau 15**

**Nombre anticipé de clients  
Révision volumétrique 4/8 2022-2023  
et Cause tarifaire 2023-2024**

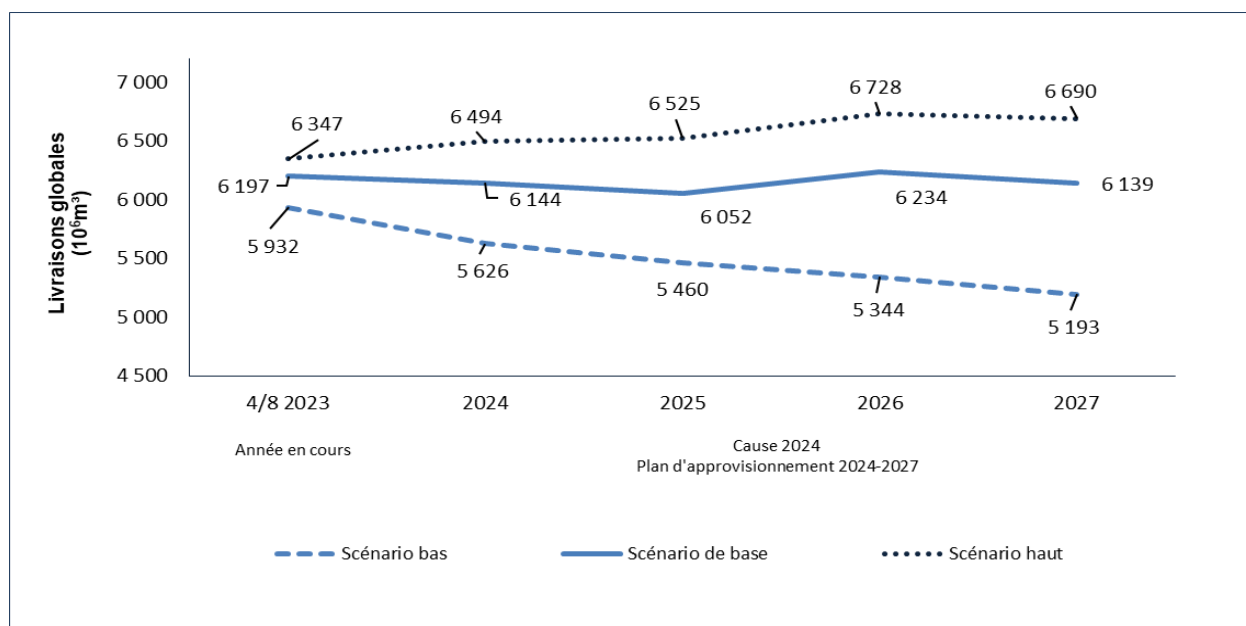
Nombre de clients	Total
4/8 2022-2023	212 932
CT 2023-2024	211 877

## 4 PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2023-2027

1 La section qui suit présente les livraisons prévues pour les quatre années du plan  
 2 d'approvisionnement 2024-2027, et ce, pour les scénarios de base, haut et bas. La résultante de  
 3 chacun des scénarios est illustrée au graphique 1. Ce graphique présente également les  
 4 scénarios de base, bas et haut, issus de la révision 4/8 2022-2023.

**Graphique 1**

**Scénarios de base, bas et haut  
 Livraisons globales 2023-2027  
 (avant interruptions)**



### 4.1 SCÉNARIO DE BASE 2024-2027

#### 4.1.1 Livraisons 2024-2027 pour le marché des grandes entreprises

5 La prévision des volumes pour le marché des grandes entreprises est effectuée client par  
 6 client et n'utilise pas de modèle économique spécifique. Ce sont plus de 430 clients,  
 7 consommant environ 55 % des volumes globaux d'Énergir, qui ont été contactés par les  
 8 représentants d'Énergir afin de produire des prévisions de livraisons propres à la réalité  
 9 de chacun. Énergir discute avec chacun de ces clients dans le but d'établir des prévisions  
 10 sur l'horizon du plan d'approvisionnement et de tenir compte des facteurs économiques  
 11 et contextuels qui pourraient influencer la consommation des clients. Que ce soit par le

1           contexte de marché dans lequel évolue le client, des variations de production anticipées,  
2           des dynamiques de prix des énergies alternatives, de l'efficacité énergétique ou autres,  
3           les représentants d'Énergir s'informent sur les différents paramètres pouvant modifier les  
4           habitudes de consommation de leurs clients.

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

13          Les raisons expliquant les variations de consommation sont ensuite regroupées en  
14          grandes catégories. Le tableau 16 présente la prévision de la demande de gaz naturel  
15          pour le marché des grandes entreprises au scénario de base pour la durée du plan  
16          d'approvisionnement. Les volumes associés aux différentes catégories représentent une  
17          variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

18          Par exemple, la ligne 4 du tableau 16, *Pertes liées à l'efficacité énergétique*, correspond  
19          à la réduction des volumes attribuables au Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ).  
20          L'impact du PGEÉ sur les volumes livrés est déterminé par rapport à l'historique des gains  
21          en efficacité énergétique réalisés par le plan, ainsi que par les prévisions d'économies  
22          des participants qui y sont actuellement engagés.

**Tableau 16**  
**Livraisons de gaz naturel 2024-2027**  
**Marché grandes entreprises**

	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>
1	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2023 (après interruptions)</b>	<b>2 807,7</b>	<b>360,7</b>	<b>3 168,4</b>
2	Interruptions nettes		4,8	4,8
3	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2023 (avant interruptions)</b>	<b>2 807,7</b>	<b>365,5</b>	<b>3 173,2</b>
4	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(25,7)	(5,1)	(30,8)
5	Gains (pertes) face à la concurrence	0,0	(1,6)	(1,6)
6	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	0,0	0,0	0,0
7	Fluctuations de production	10,3	(8,0)	2,2
8	Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	(1,0)	0,0	(1,0)
9	Nouvelles ventes	3,1	0,0	3,1
10	Gaz d'appoint concurrence	0,0	(2,0)	(2,0)
11	Impact du 29 février	8,3	1,1	9,3
12	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2024 (avant interruptions)</b>	<b>2 802,6</b>	<b>349,8</b>	<b>3 152,4</b>
13	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(26,4)	(3,0)	(29,4)
14	Gains (pertes) face à la concurrence	(37,0)	(12,4)	(49,4)
15	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	0,0	0,0	0,0
16	Fluctuations de production	21,9	(6,3)	15,7
17	Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	0,0	0,0	0,0
18	Nouvelles ventes	24,7	0,0	24,7
19	Gaz d'appoint concurrence	0,0	0,0	0,0
20	Impact du 29 février	(8,3)	(1,1)	(9,3)
21	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2025 (avant interruptions)</b>	<b>2 777,6</b>	<b>327,0</b>	<b>3 104,6</b>
22	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(24,1)	(4,1)	(28,1)
23	Gains (pertes) face à la concurrence	(21,6)	(3,0)	(24,5)
24	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	7,8	0,0	7,8
25	Fluctuations de production	42,1	6,1	48,2
26	Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	0,0	0,0	0,0
27	Nouvelles ventes	202,7	0,0	202,7
28	Gaz d'appoint concurrence	0,0	0,0	0,0
29	Impact du 29 février	0,0	0,0	0,0
30	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2026 (avant interruptions)</b>	<b>2 984,5</b>	<b>326,1</b>	<b>3 310,6</b>
31	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(24,1)	(3,1)	(27,2)
32	Gains (pertes) face à la concurrence	0,0	(0,9)	(0,9)
33	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	0,0	0,0	0,0
34	Fluctuations de production	(28,6)	2,1	(26,6)
35	Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	0,0	0,0	0,0
36	Nouvelles ventes	0,0	0,0	0,0
37	Gaz d'appoint concurrence	0,0	0,0	0,0
38	Impact du 29 février	0,0	0,0	0,0
39	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2027 (avant interruptions)</b>	<b>2 931,8</b>	<b>324,2</b>	<b>3 255,9</b>



1 Les livraisons totales pour le marché des grandes entreprises augmenteront sur la durée  
2 du plan d'approvisionnement, passant de 3 173,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2022-2023 à 3 255,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>  
3 en 2026-2027.

4 La baisse des volumes au tarif D<sub>4</sub> de 5,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> entre 2022-2023 et 2023-2024 est  
5 essentiellement attribuable aux pertes liées à l'efficacité énergétique, bien que celles-ci  
6 soient compensées en partie par la fluctuation de production, les nouvelles ventes et  
7 l'impact du 29 février.

8 Au tarif D<sub>5</sub>, la baisse globale des volumes de 15,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> entre 2022-2023 et 2023-2024  
9 s'explique par une variation de la fluctuation de production, notamment chez deux clients  
10 des secteurs des pâtes et papiers et chimie et pétrochimie.

11 Entre 2023-2024 et 2024-2025, les volumes globaux diminueront (-47,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) du fait de  
12 l'effritement des volumes causé par l'efficacité énergétique (-29,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) et des pertes  
13 face à l'électricité (-49,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>). Toutefois, ces pertes sont en partie compensées par les  
14 fluctuations de production (15,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) et les nouvelles ventes (24,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>).

15 À compter de 2025-2026, deux nouveaux clients du secteur de la métallurgie amèneront  
16 une hausse de 201,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> au tarif D<sub>4</sub>, expliquant ainsi l'augmentation importante des  
17 livraisons en 2025-2026 et 2026-2027 par rapport aux années précédentes. L'effritement  
18 des volumes par l'efficacité énergétique demeure constant sur ces périodes.

#### **4.1.2 Livraisons 2024-2027 pour le marché des petit et moyen débits**

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

24 Le tableau 17 présente la prévision de la demande de gaz naturel pour le marché des  
25 petit et moyen débits au scénario de base.

**Tableau 17**  
**Livraisons de gaz naturel 2024-2027**  
**Marché petit et moyen débits**

	<b>DESCRIPTION</b>	
1	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2023</b>	<b>3 023,8</b>
2	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(20,5)
3	Économies d'énergie hors-programmes	(8,8)
4	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(19,7)
5	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(34,5)
6	Évolution de la normale climatique	(3,3)
7	Impact du 29 février	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>	1,0
9	Maturation des nouvelles ventes	50,8
10	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2024</b>	<b>2 991,8</b>
11	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(20,4)
12	Économies d'énergie hors-programmes	(8,6)
13	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(30,7)
14	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(26,8)
15	Évolution de la normale climatique	(3,3)
16	Impact du 29 février	(3,0)
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	48,6
19	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2025</b>	<b>2 947,6</b>
20	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(20,8)
21	Économies d'énergie hors-programmes	(8,1)
22	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(36,4)
23	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(0,7)
24	Évolution de la normale climatique	(3,6)
25	Impact du 29 février	-
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	45,7
28	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2026</b>	<b>2 923,7</b>
29	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(20,7)
30	Économies d'énergie hors-programmes	(8,0)
31	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(36,4)
32	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(18,3)
33	Évolution de la normale climatique	(3,6)
34	Impact du 29 février	-
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	45,9
37	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2027</b>	<b>2 882,6</b>

1 Les livraisons pour le marché des petit et moyen débits seront en baisse de 32,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> la  
2 première année du plan d’approvisionnement (passant de 3 023,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> à  
3 2 991,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>). Bien que la grande partie du ralentissement économique prévue en 2023  
4 devrait être passée, la croissance du PIB devrait être suffisamment faible en 2024 pour  
5 engendrer une baisse des livraisons à hauteur de 34,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (ligne 5 du tableau 17). 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 deuxième année complète de déploiement – ainsi que par l’offre  
9 biénergie commerciale – qui en sera à sa première année complète de déploiement –, par  
10 les mesures d’efficacité énergétique du PGEÉ et ainsi que celles réalisées hors des  
11 programmes d’Énergir. Les volumes de livraisons diminueront ensuite de 44,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> à la  
12 deuxième année et de 23,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> à la troisième année du plan d’approvisionnement.  
13 Enfin, une baisse de 41,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> est prévue à la quatrième année du plan. Les principales  
14 raisons expliquant les variations de livraisons sont détaillées ci-dessous.

15 **Mesures d’économies d’énergie** : Les économies d’énergie réalisées grâce au PGEÉ  
16 (-20,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2023-2024) affecteront à la baisse les livraisons prévues. Ces économies  
17 d’énergie sont évaluées à partir des économies brutes associées aux différents  
18 programmes et excluent les économies d’énergie attribuables à des mesures d’efficacité  
19 énergétique conçues pour les nouvelles constructions, ces dernières étant intégrées  
20 directement à la maturation des nouvelles ventes. La mise en place de mesures  
21 d’efficacité énergétique provenant d’initiatives autonomes des clients, qualifiées de *hors*  
22 *programmes* aura également un effet à la baisse important sur les livraisons (-8,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>  
23 en 2023-2024).

24 **Biénergie** : Le volet résidentiel du programme de biénergie est entré en vigueur en  
25 juin 2022. Les volets commercial et institutionnel devraient entrer à leur tour en vigueur à  
26 partir de juin 2023, si la Régie rend une décision favorable au plus tard en mai 2023. De  
27 ce fait, les volumes transférés vers l’électricité attribuables à la biénergie sont prévus à  
28 -19,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> pour 2023-2024. Ces volumes augmentent progressivement pour atteindre  
29 jusqu’à -36,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> par année à l’horizon 2026-2027.

30 Les hypothèses ayant servi à établir les volumes prévisionnels de biénergie du plan  
31 d’approvisionnement 2024-2027 sont basées sur le contenu de la preuve commune

1 d'Énergir et d'Hydro-Québec Distribution, déposée à la Régie (R-4169-2021), à la pièce  
2 B-0034, HQD-E-1, Document 1. Une révision de ces hypothèses et de la prévision  
3 résultante sera effectuée lors de la Cause tarifaire 2024-2025, où Énergir pourra miser  
4 sur un meilleur retour d'expérience. En effet, à l'heure actuelle, le manque de maturité de  
5 l'offre biénergie limite la portée des constats qui pourraient être tirés.

6 **Pertes et variations** : Il existe un lien significatif entre la croissance économique et le  
7 niveau de pertes et variations de consommation générées par la clientèle d'Énergir.  
8 Chaque année, les volumes sont réduits d'une portion plus ou moins grande en raison,  
9 par exemple, de faillites ou de réductions de production. Les prévisions de pertes et  
10 variations sont notamment établies à l'aide d'une régression linéaire en fonction du PIB.  
11 Toutes choses étant égales par ailleurs, plus la croissance économique est élevée, moins  
12 les pertes subies sont importantes. La croissance prévue du PIB québécois pour l'année  
13 tarifaire 2023-2024 est de 0,9 %, amenant une baisse des livraisons estimée à  
14 34,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

15 **Normale climatique** : La normale climatique utilisée pour l'année 2023-2024 a été mise  
16 à jour à l'aide d'une année réelle supplémentaire, soit 2021-2022. À la suite de cette mise  
17 à jour, il a été évalué que l'impact sur les livraisons prévues du réchauffement de la  
18 normale climatique pour 2023-2024 est de -3,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (ligne 6 du tableau 17). La baisse  
19 des volumes liée à la normalisation des températures pour les années 2024-2025,  
20 2025-2026 et 2026-2027 vient essentiellement du réchauffement climatique tendanciel  
21 prévu.

22 **Impact du 29 février** : L'année 2024 est une année bissextile et comporte, par  
23 conséquent, une journée de plus que l'année 2023, qui en compte 365. L'effet de cette  
24 journée supplémentaire sur les livraisons en 2024 est de 3,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

25 **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  
26 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>. Un client a migré  
27 en 2022-2023 des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> vers les tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub>, ce qui aura un impact à la hausse  
28 de 1,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> sur les livraisons aux tarifs D<sub>1</sub> en 2023-2024. Aucune autre migration tarifaire  
29 n'est prévue pour les années subséquentes.

1       **Maturation des nouvelles ventes** : Les prévisions de nouvelles ventes sont déterminées  
2       à l'aide de différents modèles économiques. Ces modèles prennent en compte l'impact  
3       du programme de biénergie, mais aussi celui du *Règlement sur les appareils de chauffage*  
4       *au mazout*.

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

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

14      Une fois les prévisions des nouvelles ventes établies, elles sont transposées en volumes  
15      de livraison. Les volumes de livraison correspondant aux ventes signées d'une année ne  
16      sont pas totalement consommés l'année suivante. Des analyses portant sur la  
17      consommation réelle des clients suivant la signature de la vente démontrent que les  
18      volumes des nouvelles ventes atteignent leur pleine maturation après trois ans. À titre  
19      d'exemple, les volumes des ventes signées en 2021-2022 atteindront donc leur pleine  
20      maturation en 2023-2024. L'analyse permet de déterminer un ratio annuel qui est utilisé  
21      afin de répartir les volumes entre les années suivant la vente. Afin de déterminer les  
22      volumes provenant de la maturation des nouvelles ventes qui influencent les livraisons de  
23      2023-2024, Énergir utilise, d'une part, les volumes réellement signés en 2021-2022 et,  
24      d'autre part, des volumes prévisionnels de 2022-2023 et 2023-2024 : Énergir affecte le  
25      ratio ainsi établi aux volumes annuels.

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

26      Les livraisons globales pour le plan d'approvisionnement 2024-2027 sont présentées  
27      dans le tableau ci-dessous :

**Tableau 18**  
**Scénario de base**  
**Livraisons globales de gaz naturel 2024-2027**  
**Petit et moyen débits et grandes entreprises**  
*(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)*

DESCRIPTION	Année en cours	Cause tarifaire 2024-2027			
	4/8 2023*	2024	2025	2026	2027
<b>Service continu</b>	5 831,5	5 794,4	5 725,2	5 908,1	5 814,3
Grandes entreprises	2 807,7	2 802,6	2 777,6	2 984,5	2 931,8
Petit et moyen débits	3 023,8	2 991,8	2 947,6	2 923,7	2 882,6
<b>Service interruptible</b>	365,5	349,8	327,0	326,1	324,2
Contrat régulier	283,5	269,8	247,0	246,1	244,2
Contrat gaz d'appoint	82,0	80,0	80,0	80,0	80,0
<b>Total</b>	<b>6 197,0</b>	<b>6 144,2</b>	<b>6 052,2</b>	<b>6 234,3</b>	<b>6 138,5</b>

\* Volumes après interruptions pour les mois réels.

1 Les résultats démontrent qu'entre les prévisions de l'année en cours et celles de 2023-2024, une  
 2 baisse de 0,85 % des livraisons totales est anticipée. Une baisse de 0,09 % est ensuite constatée  
 3 sur l'horizon du plan, entre 2023-2024 et 2026-2027.

#### 4.2 SCÉNARIO HAUT

4 Un scénario haut par rapport au scénario de base a été analysé de 2023-2024 à 2026-2027 pour  
 5 évaluer la demande maximale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

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

- 7 • Une croissance économique variant de 1,90 % en 2023-2024 à 2,33 % en 2026-2027, soit
- 8 1 % de plus par année comparativement au scénario de base;
- 9 • Une position concurrentielle du gaz naturel très favorable en raison du maintien du prix
- 10 du gaz naturel à un faible niveau, combiné à des prix du mazout élevés;
- 11 • Une hausse des mises en chantier résidentielles de 10 %.

12 De plus, dans le cas du marché des grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients sont  
 13 ajustés à la hausse, en tenant compte de conditions favorables propres à chacun et pouvant  
 14 influencer positivement leur consommation. Généralement, le scénario haut inclut également les

1 volumes de certains projets qui pourraient se réaliser entre 2023-2024 et 2026-2027, mais dont  
 2 la probabilité de réalisation n'est pas suffisamment élevée pour qu'ils soient inclus dans le  
 3 scénario de base. Il s'agit de projets pour lesquels la probabilité de réalisation est supérieure ou  
 4 égale à 25 % et inférieure à 50 %. Un seul projet répondant à ces critères est prévu sur l'horizon  
 5 du plan d'approvisionnement 2024-2027, pour une consommation annuelle de 13,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> d'ici  
 6 2026-2027.

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

**Tableau 19**  
**Scénario haut**  
**Livraisons globales de gaz naturel 2024-2027**  
**Petit et moyen débits et grandes entreprises**  
**(avant interruptions)**  
*(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)*

DESCRIPTION	Année en cours 4/8 2023*	Cause tarifaire 2024-2027			
		2024	2025	2026	2027
<b>Service continu</b>	5 960,3	6 108,7	6 150,4	6 365,6	6 329,3
Grandes entreprises	2 903,6	2 974,9	3 001,3	3 184,6	3 140,5
Petit et moyen débits	3 056,7	3 133,8	3 149,1	3 181,0	3 188,8
<b>Service interruptible</b>	386,3	385,3	374,7	362,8	361,0
Contrat régulier	304,3	368,7	367,7	355,8	354,0
Contrat gaz d'appoint	82,0	16,5	7,0	7,0	7,0
<b>Total</b>	<b>6 346,6</b>	<b>6 494,0</b>	<b>6 525,1</b>	<b>6 728,4</b>	<b>6 690,3</b>

\* Volumes après interruptions pour les mois réels.

1 Le tableau 20 présente l'écart entre le scénario haut du tableau 19 et le scénario de base du  
2 tableau 18.

**Tableau 20**  
**Écarts des scénarios de base et haut**  
**Livraisons globales de gaz naturel 2024-2027**  
**(avant interruptions)**  
*(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)*

DESCRIPTION	Année en cours 4/8 2023*	Cause tarifaire 2024-2027			
		2024	2025	2026	2027
<b>Service continu</b>	128,8	314,3	425,2	457,5	515,0
Grandes entreprises	95,9	172,3	223,8	200,1	208,7
Petit et moyen débits	32,9	141,9	201,4	257,4	306,2
<b>Service interruptible</b>	20,8	35,5	47,7	36,7	36,8
Contrat régulier	20,8	98,9	120,7	109,7	109,8
Contrat gaz d'appoint	-	(63,5)	(73,0)	(73,0)	(73,0)
<b>Total</b>	<b>149,6</b>	<b>349,7</b>	<b>472,9</b>	<b>494,1</b>	<b>551,8</b>

\* Volumes après interruptions pour les mois réels.

3 Les livraisons pour le marché des grandes entreprises pourraient croître davantage dans un  
4 contexte haussier. Plusieurs clients pourraient voir leur production augmenter grâce à un prix du  
5 gaz naturel à un niveau très bas, combiné à une croissance économique encore importante et  
6 des conditions de marché avantageuses.

7 Au service continu, la hausse des volumes est principalement due à plusieurs hausses de  
8 production chez les clients. En 2026-2027, ces fluctuations de production pourraient ajouter  
9 208,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

10 Pour le marché des petit et moyen débits, la demande serait en hausse de 141,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en  
11 2023-2024 dans un contexte haussier par rapport au scénario de base. Cette augmentation des  
12 volumes est d'abord due à la croissance économique plus optimiste prévue au scénario haut, qui  
13 aurait un impact à la hausse sur les nouvelles ventes et les livraisons chez les clients existants.  
14 La position concurrentielle très favorable du gaz naturel et la hausse des mises en chantier ont  
15 aussi un impact positif sur les nouvelles ventes. Dans un contexte haussier, les pertes de volumes  
16 liées à l'efficacité énergétique seraient également moins grandes.



### **4.3 SCÉNARIO BAS**

1 Un scénario bas par rapport au scénario de base a été analysé de 2023-2024 à 2026-2027 pour  
2 évaluer la demande minimale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

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

- 4 • Une croissance économique plus faible, variant de -0,10 % en 2023-2024 à 0,33 % en  
5 2026-2027, soit 1 % de moins par année comparativement au scénario de base;
- 6 • Une position concurrentielle du gaz naturel moins favorable en raison d'une hausse du  
7 prix du gaz naturel par rapport à ce qui était prévu au scénario de base et d'une baisse  
8 des prix du mazout;
- 9 • Une baisse des mises en chantier résidentielles de 10 %;

10 De plus, dans le cas du marché des grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients sont  
11 ajustés à la baisse afin de tenir compte de conditions défavorables propres à chacun et pouvant  
12 influencer négativement leur consommation, voire entraîner des fermetures. Le scénario bas  
13 exclut également les volumes de certains projets qui pourraient se réaliser entre 2023-2024 et  
14 2026-2027, mais dont la probabilité de réalisation est en dessous de 75 %.

15 Le tableau 21 présente la prévision des livraisons dans un scénario bas pour l'ensemble des  
16 marchés.

**Tableau 21**  
**Scénario bas**  
**Livraisons globales de gaz naturel 2024-2027**  
**(avant interruptions)**  
*(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)*

DESCRIPTION	Année en cours 4/8 2023*	Cause tarifaire 2024-2027			
		2024	2025	2026	2027
<b>Service continu</b>	5 604,3	5 375,9	5 237,6	5 127,2	4 980,5
Grandes entreprises	2 645,9	2 550,2	2 494,7	2 471,4	2 423,4
Petit et moyen débits	2 958,4	2 825,7	2 742,8	2 655,8	2 557,1
<b>Service interruptible</b>	327,7	250,2	222,5	216,5	212,8
Contrat régulier	245,6	210,1	189,5	183,5	179,8
Contrat gaz d'appoint	82,0	40,2	33,0	33,0	33,0
<b>Total</b>	<b>5 932,0</b>	<b>5 626,1</b>	<b>5 460,1</b>	<b>5 343,7</b>	<b>5 193,2</b>

\* Volumes après interruptions pour les mois réels.

- 1 Le tableau 22 présente l'écart entre le scénario bas du tableau 21 et le scénario de base du
- 2 tableau 18.

**Tableau 22**  
**Écarts des scénarios de base et bas**  
**Livraisons globales de gaz naturel 2024-2027**  
**(avant interruptions)**  
*(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)*

DESCRIPTION	Année en cours 4/8 2023*	Cause tarifaire 2024-2027			
		2024	2025	2026	2027
<b>Service continu</b>	(227,2)	(418,6)	(487,6)	(780,9)	(833,9)
Grandes entreprises	(161,8)	(252,4)	(282,8)	(513,1)	(508,4)
Petit et moyen débits	(65,4)	(166,1)	(204,8)	(267,9)	(325,5)
<b>Service interruptible</b>	(37,8)	(99,6)	(104,5)	(109,7)	(111,4)
Contrat régulier	(37,8)	(59,7)	(57,5)	(62,7)	(64,4)
Contrat gaz d'appoint	-	(39,8)	(47,0)	(47,0)	(47,0)
<b>Total</b>	<b>(265,0)</b>	<b>(518,1)</b>	<b>(592,1)</b>	<b>(890,6)</b>	<b>(945,3)</b>

\* Volumes après interruptions pour les mois réels.

- 3 La demande du marché des grandes entreprises pourrait décroître de façon significative dans un
- 4 contexte baissier.

1 Dans le cas du service continu, plusieurs clients verraient leur production ralentir et deux  
2 nouvelles ventes ne se réaliseraient pas. Pour ces deux nouvelles ventes non réalisées, cela  
3 induirait une réduction de la consommation de 216,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> sur un total de 508,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> pour  
4 l'année 2026-2027.

5 Les volumes au service interruptible sont aussi revus à la baisse à la suite des diminutions de  
6 production chez plusieurs clients. La baisse des volumes au service interruptible est accentuée  
7 par la diminution du volume de gaz naturel lié au déplacement de charbon et de coke de pétrole  
8 par le gaz naturel.

9 Pour le marché des petit et moyen débits, la demande serait en baisse de 166,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en  
10 2023-2024 par rapport au scénario de base. Cette diminution des volumes serait d'abord due à  
11 la croissance économique plus faible, qui aurait un impact négatif sur les nouvelles ventes et  
12 amènerait une pression à la baisse sur les livraisons des clients existants. La détérioration de la  
13 situation concurrentielle du gaz naturel et la diminution des mises en chantier auraient aussi un  
14 impact négatif sur les nouvelles ventes. L'augmentation des volumes liée à l'efficacité énergétique  
15 aurait également un impact à la baisse sur la demande de gaz naturel.

#### **4.4 COMPARAISON DES PLANS D'APPROVISIONNEMENT 2024-2027 ET 2023-2026**

16 Les tableaux qui suivent comparent les prévisions établies dans le cadre de la présente cause  
17 tarifaire et celles établies lors de la Cause tarifaire 2022-2023<sup>2</sup>. Le tableau 23 présente une  
18 comparaison par marché, alors qu'une comparaison par service est présentée au tableau 24. Les  
19 volumes de l'année 2022-2023 associés au plan d'approvisionnement 2024-2027 correspondent  
20 aux prévisions effectuées lors de la révision volumétrique 4/8 2022-2023.

---

<sup>2</sup> R-4177-2021, B-0178, Énergir-H, Document 2.

**Tableau 23**  
**Comparaison des livraisons par marché**  
**Plan 2024-2027 vs Plan 2023-2026**  
**(avant interruptions)**  
*(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)*

	2023 <i>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</i>	2024 <i>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</i>	2025 <i>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</i>	2026 <i>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</i>	2027 <i>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</i>
<b>Petit et moyen débits</b>					
Plan 2024-2027	3 023,8	2 991,8	2 947,6	2 923,7	2 882,6
Plan 2023-2026	3 020,2	3 006,4	2 965,3	2 922,2	s/o
Écart	3,6	(14,6)	(17,7)	1,4	s/o
<b>Grandes entreprises</b>					
Plan 2024-2027	3 173,2	3 152,4	3 104,6	3 310,6	3 255,9
Plan 2023-2026	3 178,0	3 174,3	3 347,6	3 327,8	s/o
Écart	(4,8)	(21,9)	(243,0)	(17,2)	s/o
<b>Total</b>					
Plan 2024-2027	6 197,0	6 144,2	6 052,2	6 234,3	6 138,5
Plan 2023-2026	6 198,2	6 180,7	6 312,9	6 250,0	s/o
Écart	(1,2)	(36,5)	(260,7)	(15,7)	s/o

**Tableau 24**  
**Comparaison des livraisons par service**  
**Plan 2024-2027 vs Plan 2023-2026**  
**(avant interruptions)**  
*(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)*

	2023 <i>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</i>	2024 <i>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</i>	2025 <i>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</i>	2026 <i>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</i>	2027 <i>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</i>
<b>Service continu</b>					
Plan 2024-2027	5 831,5	5 794,4	5 725,2	5 908,1	5 814,3
Plan 2023-2026	5 885,3	5 866,6	6 002,9	5 952,4	s/o
Écart	(53,8)	(72,2)	(277,8)	(44,3)	s/o
<b>Service interruptible</b>					
Plan 2024-2027	365,5	349,8	327,0	326,1	324,2
Plan 2023-2026	312,9	314,1	310,0	297,6	s/o
Écart	52,6	35,7	17,1	28,5	s/o
<b>Total</b>					
Plan 2024-2027	6 197,0	6 144,2	6 052,2	6 234,3	6 138,5
Plan 2023-2026	6 198,2	6 180,7	6 312,9	6 250,1	s/o
Écart	(1,2)	(36,5)	(260,7)	(15,8)	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>3</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

<sup>3</sup> Décision D-2019-141, paragr. 194 et 282.

1 grille d'évaluation et en y ajoutant, au fur et à mesure, les renseignements relatifs aux dossiers  
2 tarifaires les plus récents, afin de permettre de suivre individuellement chaque projet entre les  
3 différents plans d'approvisionnement depuis la Cause tarifaire 2013-2014. Ce suivi est déposé à  
4 l'annexe 3, sous pli confidentiel.

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

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

9 Pour faire suite aux efforts de commercialisation du GSR, la demande volontaire pour le GSR est  
10 en croissance sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2024-2027. Ainsi, il est prévu que la  
11 consommation volontaire de GSR passera de  $123,6 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  en 2023-2024 à  $278,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  en  
12 2026-2027.

13 Pour plus de précisions concernant les prévisions de consommation GSR, veuillez vous référer  
14 à la pièce Énergir-H, Document 6.

## CONCLUSION

Énergir demande à la Régie :

- 1       • d'approuver son plan d'approvisionnement pour les années 2024-2027, incluant la
- 2       présente prévision des livraisons; et
- 3       • d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des informations déposées
- 4       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 $10^6 m^3$	Service interruptible $10^6 m^3$	Total $10^6 m^3$	Service continu $10^6 m^3$	Service interruptible $10^6 m^3$	Total $10^6 m^3$	Service continu $10^6 m^3$	Service interruptible $10^6 m^3$	Total	
	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	$10^6 m^3$	% (11)
<b>2003</b>	4 378	895	5 272	4 366	1 147	5 513	-11	252	241	4,56
<b>2004</b>	4 490	898	5 388	4 516	1 042	5 558	27	144	170	3,16
<b>2005</b>	4 816	801	5 617	4 496	848	5 344	-320	47	-273	-4,86
<b>2006</b>	4 953	769	5 722	4 480	1 011	5 491	-473	242	-231	-4,04
<b>2007</b>	5 236	627	5 863	5 307	979	6 286	71	352	423	7,22
<b>2008</b>	5 191	704	5 895	4 634	1 195	5 829	-557	491	-66	-1,13
<b>2009</b>	4 453	802	5 255	4 112	1 037	5 149	-341	235	-106	-2,02
<b>2010</b>	4 046	739	4 785	4 205	1 243	5 449	159	505	663	13,87
<b>2011</b>	4 100	988	5 088	4 251	1 209	5 459	151	221	371	7,30
<b>2012</b>	4 090	1 253	5 343	4 341	1 074	5 415	250	-179	72	1,34
<b>2013</b>	4 633	871	5 504	4 651	855	5 507	18	-16	2	0,04
<b>2014</b>	4 932	719	5 651	5 048	708	5 756	116	-11	105	1,86
<b>2015</b>	5 293	465	5 758	5 260	485	5 745	-33	21	-12	-0,21
<b>2016</b>	5 102	412	5 515	5 294	381	5 674	191	-32	160	2,90
<b>2017</b>	5 394	307	5 702	5 530	365	5 894	135	57	193	3,38
<b>2018</b>	5 416	296	5 712	5 738	355	6 094	322	59	381	6,67
<b>2019</b>	5 687	300	5 987	5 717	369	6 086	30	69	99	1,65
<b>2020</b>	5 696	334	6 030	5 475	385	5 860	-221	51	-170	-2,82
<b>2021</b>	5 790	233	6 023	5 712	381	6 093	-78	148	70	1,16
<b>2022</b>	5 641	209	5 850	5 827	423	6 250	186	214	400	6,84
<b>2023*</b>	5 854	249	6 103	5 831	366	6 197	-22	116	94	1,53

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 2023 (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)	
<b>Base de référence 18</b>											
2003	7 026	479	28 089	26 915	Mardi	2003-01-21	40,50	3,50	1 677	28 593	504
2004	6 987	485	28 309	28 940	Jeudi	2004-01-15	42,23	1,77	859	29 799	1 490
2005	7 606	515	30 279	27 337	Mardi	2005-01-18	38,92	5,08	2 615	29 953	-327
2006	8 359	489	29 883								
2006 ajustée (1)	7 544	522	30 524	22 638	Lundi	2006-02-27	31,37	12,63	6 594	29 233	-1 291
2007	9 013	510	31 457	28 526	Lundi	2007-02-05	35,77	8,23	4 199	32 725	1 268
2008	9 074	485	30 428	24 767	Mardi	2007-12-18	29,93	14,07	6 828	31 595	1 168
2008 ajustée (2)	6 573	485	27 927	23 929	Jeudi	2008-01-24	34,20	9,80	4 756	28 685	758
2009	6 844	503	28 970	26 620	Jeudi	2009-01-15	42,02	1,98	998	27 618	-1 353
2010	6 821	462	27 160	24 207	Vendredi	2010-01-29	37,16	6,84	3 161	27 368	207

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

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

Dossier tarifaire	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
<b>Base de référence 13 avec effet croisé du vent</b>										
2011			27 628	24 986	Lundi	2011-01-24		3 612	28 598	971
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	10 116,69									
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	294,44	36,93				32,51	4,42			
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	91,72	39,64				36,89	2,75			
DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	2,36	1 273,74				400,46	873,28			
2012			27 489	24 153	Dimanche	2012-01-15		4 056	28 209	720
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	10 008,43									
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	300,08	36,88				30,68	6,20			
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	104,58	39,52				33,07	6,45			
DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	1,79	1 272,40				423,45	848,94			
							La journée la plus froide étant un dimanche, le volume estimé de la journée de pointe serait plus élevé.			

Dossier tarifaire	Demande clientèle continue									
	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Pointe <i>10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour</i>	Volume réel de pointe <i>10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour</i>	Date	Paramètre réel	Variation des paramètres	Ajustement de volume <i>10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour</i>	Volume estimé <i>10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour</i>	Écart vs prévision <i>10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour</i>
<b>2013</b>			29 077	28 917	Mercredi	2013-01-23		1 584	30 501	1 424
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	12 074,88									
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	291,20	36,85				36,64	0,21			
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	91,38	39,50				34,63	4,87			
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			
<b>2014</b> <sup>(3)</sup>			31 521	29 171	Mardi	2014-01-21		3 457	32 628	1 108
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	12 786,50									
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	327,69	36,80				35,97	0,83			
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	88,61	39,48				32,05	7,43			
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			
						Journée la plus froide en terme de température, mais congé férié.				
					Jeudi	2014-01-02				
						DJ <sub>t</sub>	37,20			
						DJ <sub>t-1</sub>	36,30			
						DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub>	881,88			
<b>2015</b>			33 340	30 446	Mercredi	2015-01-07		2 952	33 398	58
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	13 698,96									
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	338,31	36,78				36,10	0,68			
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	109,45	39,66				25,37	14,28			
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			
<b>2016</b>			34 263	29 013	Dimanche	2016-02-14		2 743	31 756	-2 506
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	13 813,44									
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	357,52	36,75				34,18	2,56			
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	110,42	39,62				38,19	1,44			
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			
						La journée la plus froide étant un dimanche, le volume estimé de la journée de pointe serait plus élevé.				
<b>2017</b>			33 231	28 175	Jeudi	2016-12-15		3 957	32 132	-1 099
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	14 294,02									
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	378,16	36,70				32,42	4,28			
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	78,83	39,59				20,88	18,71			
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			
<b>2018</b>			35 771	31 424	Vendredi	2018-01-05		3 411	34 835	-936
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	11 357,66									
Base journée (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	2 033,68	Mercredi				1206,78	826,89			
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	387,53	36,59				34,70	1,89			
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	134,40	39,51				25,44	14,07			
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			
<b>2019</b>			36 723	33 283	Lundi	2019-01-21		3 691	36 974	251
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	12 339,33									
Base journée (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	1 878,57	Mercredi				1857,29	21,28			
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	391,93	36,53				32,67	3,86			
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	109,91	39,43				31,99	7,44			
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 <i>10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour</i>	Volume réel de pointe <i>10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour</i>	Date	Paramètre réel	Variation des paramètres	Ajustement de volume <i>10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour</i>	Volume estimé <i>10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour</i>	Écart vs prévision <i>10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour</i>
<b>2020</b>			36 875	31 193	Vendredi	2020-01-17		7 066	38 259	1 384
<b>Base</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	11 957,34									
<b>Base journée</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	2 122,42	Lundi				1200,13	922,29			
<b>DJ<sub>t</sub></b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	410,88	36,49				31,20	5,29			
<b>DJ<sub>t-1</sub></b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	107,90	39,37				24,70	14,67			
<b>DJ<sub>t</sub> x V<sub>t</sub></b> (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
<b>Base</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	12 048,06									
<b>Base journée</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	2 150,25	Lundi				2028,43	121,82			
<b>DJ<sub>t</sub></b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	416,94	36,60				31,20	5,40			
<b>DJ<sub>t-1</sub></b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	110,02	39,17				13,10	26,07			
<b>DJ<sub>t</sub> x V<sub>t</sub></b> (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
<b>Base</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	12 030,57									
<b>Base journée</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	2 127,28	Lundi				1202,54	924,74			
<b>DJ<sub>t</sub></b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	412,49	36,54				36,20	376,29			
<b>DJ<sub>t-1</sub></b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	108,85	39,13				33,70	75,15			
<b>DJ<sub>t</sub> x V<sub>t</sub></b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	2,87	1 151,03				260,64	-257,77			

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 2023-2024 à 2026-2027 .....	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  
2 à établir les extrêmes que pourraient atteindre les livraisons si la réalité divergeait de ce  
3 qui est prévu au scénario de base. Énergir présente ces scénarios théoriques qui  
4 devraient être considérés comme les bornes inférieures et supérieures des prévisions  
5 des livraisons au service continu sur l’horizon 2024-2027.

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  
8 réalisation des scénarios au service continu est élaborée à partir de données historiques,  
9 comme demandé par la Régie dans sa décision D-2007-116. Cet historique est constitué  
10 des écarts relatifs aux prévisions entre 1991 et 2022. L’écart de prévision est calculé  
11 comme la différence, en pourcentage, entre les livraisons réelles enregistrées pour  
12 chacune de ces années et la prévision de la première année au scénario de base  
13 présentée lors de la cause tarifaire (prévision un an).

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

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

1 À partir de cet échantillon de 32 données (tableau 1), des probabilités de déviation du  
2 scénario de base ont été établies afin de calculer une probabilité de réalisation des  
3 scénarios extrêmes (haut et bas). Ces probabilités sont uniquement construites à partir  
4 des écarts observés entre les prévisions et le réel depuis 1991, et non sur l'information  
5 et la connaissance du marché dont dispose Énergir au moment de l'établissement des  
6 prévisions ou de situations particulières pouvant affecter la prévision d'une année  
7 donnée.

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

## 1.2 PROBABILITÉS DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS POUR 2023-2024 À 2026-2027

18 Sur la base des données historiques disponibles, Énergir a calculé que la probabilité  
19 d'écart de prévision par rapport au scénario de base suit une normale centrée à zéro et  
20 de variance égale à 0,18 % (ou d'écart type égal à 4,2 %).

21 Ceci permet de calculer les probabilités d'évolution de la demande autour du scénario de  
22 base pour 2023-2024 à 2026-2027, comme présenté au tableau 2. Les probabilités de  
23 réalisation des scénarios haut et bas sont plus basses par rapport à celles présentées  
24 dans le cadre de la Cause tarifaire 2022-2023 (R-4177-2021, pièce B-0178, Énergir-H,  
25 Document 2) et ce, pour toutes les années du présent plan d'approvisionnement. L'écart  
26 provient principalement de l'écart plus marqué entre les volumes des scénarios haut et



- 1 bas par rapport aux volumes du scénario de base au tarif continu, comparativement à  
2 ceux présentés à la Cause tarifaire 2022-2023.

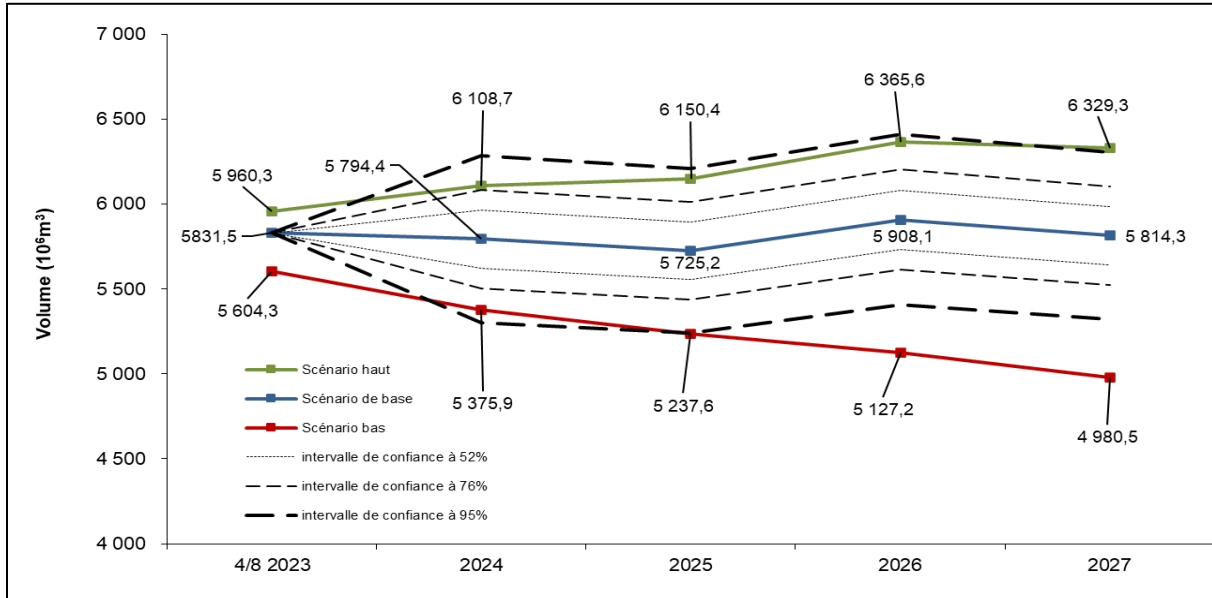
**Tableau 2**  
**PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS**  
**Service continu**

	Réalisation	Probabilité
1	<b>2023-2024</b>	
2	Volume réel au-dessus du scénario haut	10,05%
3	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	85,52%
4	Volume réel en dessous du scénario bas	4,43%
5	<b>2024-2025</b>	
6	Volume réel au-dessus du scénario haut	4,00%
7	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	93,77%
8	Volume réel en dessous du scénario bas	2,23%
9	<b>2025-2026</b>	
10	Volume réel au-dessus du scénario haut	3,40%
11	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	96,51%
12	Volume réel en dessous du scénario bas	0,09%
13	<b>2026-2027</b>	
14	Volume réel au-dessus du scénario haut	1,84%
15	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	98,12%
16	Volume réel en dessous du scénario bas	0,04%

### 1.3 APERÇU SUR QUATRE ANS

- 3 En combinant les probabilités calculées sur les quatre années, soit de 2023-2024 à  
4 2026-2027, il est possible de représenter graphiquement les trois scénarios de  
5 prévisions, ainsi que les probabilités que les livraisons réelles se trouvent dans un certain  
6 intervalle autour du scénario de base avec différents niveaux de confiance.

**Graphique 1**  
**Intervalle 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 2024-2027, par catégorie tarifaire.

	Tarif	Volume maturé de nouvelles ventes (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
1	<b>2023-2024</b>	
2	D <sub>1</sub>	56,6
3	D <sub>3</sub>	4,0
4	D <sub>4</sub>	3,1
5	D <sub>5</sub>	-
6	Total	63,7
7	<b>2024-2025</b>	
8	D <sub>1</sub>	39,5
9	D <sub>3</sub>	3,3
10	D <sub>4</sub>	24,7
11	D <sub>5</sub>	-
12	Total	67,5
13	<b>2025-2026</b>	
14	D <sub>1</sub>	38,5
15	D <sub>3</sub>	2,8
16	D <sub>4</sub>	202,7
17	D <sub>5</sub>	-
18	Total	243,9
19	<b>2026-2027</b>	
20	D <sub>1</sub>	38,0
21	D <sub>3</sub>	2,8
22	D <sub>4</sub>	-
23	D <sub>5</sub>	-
24	<b>Total</b>	<b>40,8</b>