

PLAN
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER
PRÉVISION DES LIVRAISONS

HORIZON 2023 - 2026

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES	3
INTRODUCTION	4
1 CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE	5
1.1 Hypothèses économiques	5
1.2 Hypothèses énergétiques.....	5
2 SITUATION CONCURRENTIELLE	10
2.1 Marché grandes entreprises.....	11
2.2 Marché des petit et moyen débits	13
2.3 Marché résidentiel	13
2.4 Marché affaires.....	15
3 PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2021-2022).....	16
3.1 Livraisons 2021-2022 pour le marché grandes entreprises.....	16
3.2 Livraisons 2021-2022 pour le marché des petit et moyen débits.....	18
3.3 Nombre de clients anticipés 4/8 2021-2022 et CT 2022-2023.....	20
4 PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2022-2026	21
4.1 Scénario de base 2023-2026	21
4.1.1 Livraisons 2023-2026 pour le marché grandes entreprises	21
4.1.2 Livraisons 2023-2026 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 2023-2026 et 2022-2025.....	36
4.5 Analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu	37
4.6 Suivi de décisions.....	37
4.7 GNR.....	38
CONCLUSION.....	39
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

Dawn	Point situé dans le sud de l'Ontario
« Futures » contrat à terme	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
Gigajoule (GJ)	1 milliard de joules = 10^9 joules
PIB	Produit intérieur brut; somme des valeurs des biens et services issus de la production à l'intérieur des frontières d'un pays
SPEDE	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 2022-2023 à 2025-2026 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 2021-2022 et celle établie lors de l’exercice budgétaire 4/8 2021-2022 (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 2022-2023 à 2025-2026.

14 Selon les hypothèses économiques et énergétiques retenues par Énergir, la demande de la
15 clientèle pour les années 2022-2023 à 2025-2026 se présente comme suit :

Tableau 1
Demande avant interruptions (scénario de base)
2022-2023 à 2025-2026

Catégorie de clientèle	2022-2023 (10 ⁶ m ³)	2023-2024 (10 ⁶ m ³)	2024-2025 (10 ⁶ m ³)	2025-2026 (10 ⁶ m ³)
Grandes entreprises	3 178,0	3 174,3	3 347,6	3 327,8
Petit et moyen débits	3 020,2	3 006,4	2 965,3	2 922,2
TOTAL	6 198,2	6 180,7	6 312,9	6 250,1

1 CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

1.1 HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES

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

Tableau 2
Hypothèses économiques

	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Croissance du PIB québécois (%)	2,92	1,50	1,55	1,47
Taux d'inflation québécois (%)	2,48	2,14	2,05	2,05
Taux de change (\$US / \$CAN)	0,78	0,78	0,77	0,77

Sources des prévisions :

PIB Québec 2022-2024

Moyenne de prévisions :

Desjardins (jan.22)
Conference Board du Canada (jan.22)
Banque TD (déc.21)
Banque Nationale (jan.22)
BMO (jan.21)
Banque Royale (déc.21).

PIB Québec 2023-2024 à 2025-2026

Moyenne de prévisions :

Desjardins (jan.22)
Conference Board du Canada (jan.22).

Inflation Québec 2022-2023

Moyenne de prévisions :

Desjardins (jan.22)
Conference Board du Canada (jan.22)
Banque Nationale (jan.22)
BMO (jan.22)
Banque Royale (déc.21).

Inflation Québec 2023-2024 à 2025-2026

Moyenne de prévisions :

Desjardins (jan.22)
Conference Board du Canada (jan.22).

Taux de change 2022-2023 à 2023-2025

TD Securities – valeur des « Futures »,
en date du 12 janvier 2022.

1.2 HYPOTHÈSES ÉNERGÉTIQUES

Gaz naturel

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

- 1 Énergir a utilisé le prix des « Futures » sur le marché financier pour déterminer ses hypothèses
 2 quant 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^{er} novembre 2016. Ce prix, sur l'horizon du plan d'approvisionnement, est présenté au tableau 4.

Tableau 3

Marché financier - Moyenne en date du 5 janvier 2022					
Prix du gaz naturel - \$CAN/Gj					
	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
AECO	3,62 \$	3,12 \$	2,90 \$	2,91 \$	2,94 \$
Empress	4,02 \$	3,43 \$	3,09 \$	3,05 \$	3,07 \$
Dawn	4,67 \$	4,15 \$	3,76 \$	3,73 \$	3,71 \$
Nymex - Henry Hub	5,18 \$	4,36 \$	3,92 \$	3,80 \$	3,74 \$

Source : TD Securities

Tableau 4

Hypothèses retenues (\$CAN/GJ)				
	octobre	nov.- mars	avr.-sept.	année
2021-2022				
Prix à Empress	5,21 \$	4,36 \$	3,53 \$	4,02 \$
Prix à Dawn	6,16 \$	4,83 \$	4,28 \$	4,67 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	4,73 \$	4,82 \$	4,37 \$	4,58 \$
2022-2023				
Prix à Empress	3,58 \$	3,95 \$	2,97 \$	3,43 \$
Prix à Dawn	4,32 \$	4,73 \$	3,64 \$	4,15 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	4,18 \$	4,17 \$	4,13 \$	4,15 \$
2023-2024				
Prix à Empress	3,13 \$	3,45 \$	2,78 \$	3,09 \$
Prix à Dawn	3,71 \$	4,14 \$	3,45 \$	3,76 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	4,01 \$	4,02 \$	3,98 \$	4,00 \$
2024-2025				
Prix à Empress	2,98 \$	3,42 \$	2,75 \$	3,05 \$
Prix à Dawn	3,55 \$	4,15 \$	3,41 \$	3,73 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,89 \$	3,93 \$	3,93 \$	3,93 \$
2025-2026				
Prix à Empress	2,84 \$	3,45 \$	2,79 \$	3,07 \$
Prix à Dawn	3,50 \$	4,11 \$	3,40 \$	3,71 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,85 \$	3,90 \$	3,94 \$	3,92 \$

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
- 6 des périodes couvertes par le plan d'approvisionnement.

Tableau 5

Marché financier - moyenne en date du 5 janvier 2022					
Prix du pétrole (\$US/baril)					
	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Brent	79,09	74,30	70,35	67,77	66,07

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	
2021-2022	
Prix du Brent (\$US/baril)	79,09
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	100,37
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,93
2022-2023	
Prix du Brent (\$US/baril)	74,30
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	95,28
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,87
2023-2024	
Prix du Brent (\$US/baril)	70,35
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	90,64
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,82
2024-2025	
Prix du Brent (\$US/baril)	67,77
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	87,55
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,80
2025-2026	
Prix du Brent (\$US/baril)	66,07
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	85,58
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,78

Source : TD Securities

Tarifs d'électricité

- 1 Énergir utilise l'hypothèse que les tarifs d'électricité en vigueur au 1^{er} avril 2021 augmenteront de
- 2 2,6 % au 1^{er} avril 2022. Par la suite, les prix seront majorés de l'inflation au 1^{er} avril de chaque
- 3 année, de 2023 à 2026.

2 SITUATION CONCURRENTIELLE

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

11 Les mesures de la situation concurrentielle pour le plan d'approvisionnement 2023-2026 sont
12 établies à partir des prévisions de prix de la section 1 (Contexte économique et énergétique) du
13 présent document. Les tarifs de distribution, de transport, d'ajustements reliés aux inventaires et
14 d'équilibrage utilisés pour l'ensemble du plan correspondent à ceux actuellement en vigueur.

15 Énergir a aussi remplacé le taux actuel du SPEDE par des prévisions annuelles des taux du
16 SPEDE établies à partir des projections de prix des droits d'émission réalisées par
17 CaliforniaCarbon.info et ClearBlue Markets en décembre 2021. À cette prévision de prix des
18 droits d'émission sont ajoutés des coûts d'ajustement estimés par la différence entre les taux du
19 SPEDE effectifs depuis janvier 2021 et le prix moyen des cinq ventes aux enchères qui ont eu
20 lieu de novembre 2020 à novembre 2021. Le pourcentage que représentent ces coûts
21 d'ajustement par rapport au prix moyen des cinq ventes aux enchères pour le gaz naturel est
22 appliqué sur le prix moyen des mazouts lourds et légers de janvier 2021 à décembre 2021 issu
23 du prix moyen des cinq dernières ventes aux enchères. Les coûts d'ajustement pour les mazouts
24 lourds et légers sont ajoutés aux prévisions annuelles des taux de SPEDE.

25 Les tableaux 7 et 8 montrent les prix utilisés.

Tableau 7

Projection des prix des droits d'émission de 2023 à 2026

Année civile	(\$US/T CO ₂)	Taux de change	(SCAN/T CO ₂)
2023	■	■	■
2024	■	■	■
2025	■	■	■
2026	■	■	■

Tableau 8

Projection des taux du SPEDE par source d'énergie de 2023 à 2026

Année civile	Gaz naturel	Mazout n° 2	Mazout n° 6
	(¢can/m ³)	(¢can/l)	(¢can/l)
2023	7,29	10,37	11,93
2024	7,83	11,14	12,81
2025	8,37	11,91	13,70
2026	12,46	17,73	20,40

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 GRANDES ENTREPRISES

8 Les cas types présentés au tableau 9 pour la grande entreprise sont établis en fonction des
 9 projections de prix de la fourniture de gaz naturel et du mazout n° 6 à 1 % de soufre présentées
 10 au tableau 6. La conversion vers le mazout est faite en considérant une efficacité énergétique de
 11 gaz naturel de 80 % et de 75 % pour le mazout lourd. Énergir émet l'hypothèse que le prix du
 12 mazout doit être majoré d'environ 1,00 \$/baril afin d'inclure les coûts de transport pour que le

1 mazout soit acheminé au client puisque dans la composition du prix du gaz naturel, le coût du
 2 transport est inclus. La position concurrentielle au palier 4.6 correspond à une consommation
 3 annuelle de 5,5 10⁶m³ et celle au palier 4.7 se réfère à une consommation annuelle de
 4 20,0 10⁶m³. Pour les paliers 5.5 et 5.7, les consommations annuelles sont respectivement de
 5 1,5 10⁶m³ et 7,0 10⁶m³. Avec de telles consommations, seul le cas type au palier 4.7 n'inclut pas
 6 le prix du SPEDE étant donné qu'en consommant de tels volumes, le client est un « émetteur »
 7 au sens du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission*
 8 *de gaz à effet de serre* et, par le fait même, ne serait pas soumis à la composante du SPEDE sur
 9 sa facture de gaz naturel. Les profils mensuels de consommation des cas types sont établis selon
 10 les profils mensuels moyens des clients qui consomment à ces tarifs.

Tableau 9

Situation concurrentielle projetée de 2022-2023 à 2025-2026
Marché grandes entreprises

(Gaz naturel = 100)		Service continu		Service interruptible	
Palier tarifaire		4.6	4.7	5.5	5.7
2022-2023	Mazout n° 6 (1 % soufre)	204	236	202	223
2023-2024	Mazout n° 6 (1 % soufre)	198	228	196	216
2024-2025	Mazout n° 6 (1 % soufre)	192	222	190	210
2025-2026	Mazout n° 6 (1 % soufre)	183	216	182	199

11 Pour les quatre années du plan d'approvisionnement, le gaz naturel maintiendra une situation
 12 concurrentielle favorable, et ce, malgré des prévisions du prix du gaz naturel élevées comparées
 13 aux dernières années. Au cours de cette période, le mazout n° 6 devrait afficher un coût de 83 %
 14 à 136 % supérieur à celui du gaz naturel.

15 L'écart de prix moyen projeté entre le mazout n° 6 et le gaz naturel pour les contrats à court terme
 16 est présenté au tableau 10. L'écart entre les prix est déterminé selon l'hypothèse de
 17 consommation hors hiver afin de refléter la consommation de gaz d'appoint concurrence. Ainsi,
 18 le gaz naturel devrait bénéficier d'un écart favorable allant de 11,35 \$/GJ en 2022-2023 à
 19 10,58 \$/GJ en 2025-2026.

Tableau 10

**Écarts de prix moyen projeté de 2022-2023 à 2025-2026
Marché grandes entreprises – Contrats à court terme**

(Écart positif favorable gaz naturel)	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
¹ Écart de prix en \$/GJ				
² Mazout n° 6 vs gaz naturel	11,35	10,83	10,45	10,58

2.2 MARCHÉ DES PETIT ET MOYEN DÉBITS

1 Les cas types présentés aux tableaux 11 et 12 pour les clients à petit et moyen débits sont établis
 2 en fonction du volume de consommation qui leur est attribué. Les tarifs de distribution utilisés
 3 pour le calcul des factures correspondent au tarif D₁ pour les clients ayant des profils chauffage
 4 et au tarif D₃ pour le cas à profil stable. Tout comme pour le prix du mazout n° 6, un supplément
 5 (de 23 ¢/l au marché résidentiel et entre 9 ¢/l et 4 ¢/l, selon le cas au marché affaires) est ajouté
 6 au prix de gros (rampe de chargement) du mazout n° 2, afin de refléter les prix payés par les
 7 utilisateurs finaux, soit les clients. Ces suppléments permettent de prendre en compte les coûts
 8 de transport ainsi que les marges de distribution associées aux marchés résidentiel et affaires.
 9 De surcroît, ces majorations sont basées sur les marges de distribution moyennes analysées
 10 depuis le 1^{er} janvier 2020¹.

2.3 MARCHÉ RÉSIDENTIEL

11 Pour les cas types résidentiels, les efficacités énergétiques suivantes sont considérées : 92 % au
 12 gaz naturel et 85 % pour le mazout si les équipements sont récents et plus efficaces, 74 % pour
 13 le gaz naturel et 75 % pour le mazout si les équipements sont âgés et moins efficaces. L'électricité
 14 a, quant à elle, une efficacité constante de 97 %, que les appareils soient âgés ou récents.

¹ Les marges de distribution ont été analysées à partir de l'écart moyen entre les données de la Régie sur les prix moyens de détail du mazout léger et les prix à la rampe de chargement.

Tableau 11

**Situation concurrentielle projetée de 2022-2023 à 2025-2026
Marché résidentiel (chauffage)**

(Gaz naturel = 100)		Nouvelle construction Équipements récents et plus efficaces 1 417 m ³	Construction existante Équipements récents et plus efficaces 2 151 m ³	Construction existante Équipements âgés et moins efficaces 2 674 m ³
Vol. an. de chauf.				
1	2022-2023			
2	Mazout n° 2	173	186	175
3	Électricité	117	131	108
4	2023-2024			
5	Mazout n° 2	166	179	168
6	Électricité	119	133	110
7	2024-2025			
8	Mazout n° 2	161	173	162
9	Électricité	120	134	111
10	2025-2026			
11	Mazout n° 2	156	168	158
12	Électricité	116	130	108

- 1 De 2022-2023 à 2025-2026, Énergir anticipe une situation concurrentielle favorable du gaz
- 2 naturel par rapport aux autres sources d'énergie.
- 3 Considérant l'installation d'appareils efficaces, le gaz naturel permet d'éviter, par exemple, un
- 4 surcoût de l'ordre de 56 % à 86 % par rapport au mazout n° 2, selon l'année considérée et les
- 5 cas présentés.
- 6 Pour sa part, un client existant n'ayant pas modernisé ses appareils paiera tout de même moins
- 7 cher pour se chauffer au gaz naturel que s'il possédait un appareil aussi âgé au mazout : le coût
- 8 évité devrait se situer entre 58 % et 75 %.

2.4 MARCHÉ AFFAIRES

Tableau 12
Situation concurrentielle projetée de 2022-2023 à 2025-2026
Marché affaires

(Gaz naturel = 100)	Volume annuel	Profils chauffage				Profil stable
		14 600 m ³	41 500 m ³	100 000 m ³	400 000 m ³	400 000 m ³
1	2022-2023					
2	Mazout n°	193	210	225	245	279
3	Électricité	153	172	170	189	190
4	2023-2024					
5	Mazout n°	184	201	215	234	268
6	Électricité	156	172	174	194	194
7	2024-2025					
8	Mazout n°	177	193	207	225	258
9	Électricité	157	174	175	196	196
10	2025-2026					
11	Mazout n°	171	185	198	214	243
12	Électricité	151	167	168	186	183

- 1 La situation concurrentielle du gaz naturel face au mazout n° 2 dans le marché affaires demeurera
2 favorable de 2022-2023 à 2025-2026. L'avantage concurrentiel du gaz naturel variera de 71 % à
3 179 % 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 51 % à 96 % 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 (2021-2022)

1 Dans la Cause tarifaire 2021-2022, les prévisions pour l'année 2021-2022 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 2021-2022² dans le scénario de base et la plus
5 récente révision volumétrique de l'année en cours, soit la révision 4/8 2021-2022.

3.1 LIVRAISONS 2021-2022 POUR LE MARCHÉ 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 2021-2022 (3 090,6 10⁶m³) et la révision volumétrique
8 4/8 2021-2022 (3 219,6 10⁶m³). Les volumes associés aux différentes catégories représentent
9 une variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

² R-4151-2021, B-0126, Énergir-H, Document 1.

Tableau 13

**Écarts de livraisons au marché grandes entreprises
Cause tarifaire 2021-2022 vs Révision volumétrique 4/8 2021-2022**

DESCRIPTION	Prévision CT 2022	Révision 4/8 2022
	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³
1 Livraisons au 30 septembre 2021 (après interruptions)	3 098,4 *	3 203,1**
2 Interruptions	1,3	1,8
3 Continu D ₄	-	-
4 Interruptible D ₅	1,3	1,8
5 Livraisons au 30 septembre 2021 (avant interruptions)	3 099,7	3 204,8
6 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(28,6)	(35,2)
7 Continu D ₄	(22,7)	(29,2)
8 Interruptible D ₅	(5,9)	(6,0)
9 Gains (pertes) face à la concurrence	(10,7)	(4,9)
10 Continu D ₄	1,6	(4,4)
11 Interruptible D ₅	(12,3)	(0,5)
12 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(6,9)	(3,8)
13 Continu D ₄	(5,0)	(3,7)
14 Interruptible D ₅	(1,9)	(0,1)
15 Fluctuations de production	37,2	47,8
16 Continu D ₄	42,7	35,6
17 Interruptible D ₅	(5,5)	12,2
18 Migration des clients entre les tarifs D₁, D₃, DM et D₄, D₅	-	34,6
19 Continu D ₄	-	21,5
20 Interruptible D ₅	-	13,1
21 Nouvelles ventes	17,0	6,8
22 Continu D ₄	17,0	6,8
23 Interruptible D ₅	-	-
24 Gaz d'appoint concurrence	(17,1)	(30,5)
25 Continu D ₄	-	-
26 Interruptible D ₅	(17,1)	(30,5)
27 Impact du 29 février	-	-
28 Continu D ₄	-	-
29 Interruptible D ₅	-	-
30 Livraisons anticipées au 30 septembre 2022 (avant interruptions)	3 090,6	3 219,6
31 Interruptions nettes	(12,0)	(10,1)
32 Continu D ₄	-	-
33 Interruptible D ₅	(12,0)	(10,1)
34 Livraisons anticipées au 30 septembre 2022 (après interruptions)	3 078,6	3 209,5

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

* Livraisons anticipées 2021, Révision budgétaire 4/8 2021 (R-4151-2021, B-0126, Énergir-H, Document 1, p. 42, tableau 14, ligne 34).

** Livraisons réelles 2021 (R-4175-2021, B-0052, Énergir-9, Document 1, p. 1, lignes 12 et 24, colonne 5) et incluant les volumes de GNL.

- 1 Au 30 septembre 2021, les livraisons réelles avant interruptions sont supérieures de 105,2 10⁶m³
- 2 à celles prévues lors de la Cause tarifaire 2021-2022. Cet écart s'explique principalement par
- 3 l'effet de la reprise de l'activité post-pandémie de COVID-19 qui permet d'accueillir de nouveaux
- 4 projets, et de l'atténuation des mesures sanitaires sur l'économie. Au 30 septembre 2022, les
- 5 livraisons prévues avant interruptions lors de la révision volumétrique 4/8 2021-2022 resteront

1 ainsi supérieures par rapport aux livraisons établies dans le cadre de la Cause tarifaire 2021-2022
2 (3 219,6 10⁶m³ vs 3 090,6 10⁶m³).

3 En 2021-2022, les prévisions offrent des dynamiques similaires à l'année précédente. En ce qui
4 a trait aux pertes liées à l'efficacité énergétique, une légère augmentation des projets chez
5 certains des clients du secteur institutionnel explique une baisse des volumes (-6,6 10⁶m³) plus
6 importante au tarif D₄. Un seul client du secteur *aliments et boissons* opère cette année une
7 modification de ses outils de production énergétique, ce qui explique la perte face à la
8 concurrence de 4,4 10⁶m³.

9 Les volumes indiquent les mêmes niveaux d'augmentation au tarif D₄ liés aux fluctuations de
10 production par rapport aux prévisions, notamment du fait de deux clients des secteurs de la
11 *production d'énergie* et de la *métallurgie*.

12 Par ailleurs, le tableau 13 fait apparaître que plusieurs clients des secteurs *aliments et boissons*
13 et *aluminium et pâtes et papiers* n'étaient pas prévus aux tarifs D₄ et D₅, ce qui explique une
14 hausse de 34,6 10⁶m³. Enfin, l'écart significatif au niveau du gaz d'appoint concurrence (GAC)
15 s'explique par des niveaux de ventes particulièrement hauts pratiqués l'année précédente, et
16 donc, revus à la baisse en 2021-2022. L'historique comparatif des livraisons globales et de la
17 journée de pointe entre les prévisions et le réel observé est présenté à l'annexe 1.

3.2 LIVRAISONS 2021-2022 POUR LE MARCHÉ DES PETIT ET MOYEN DÉBITS

18 Le tableau 14 présente l'écart entre la prévision de la demande annuelle pour le scénario de base
19 établie au moment de la Cause tarifaire 2021-2022 (3 023,4 10⁶m³) et la révision 4/8 2021-2022
20 (2 960,5 10⁶m³). La résultante de chacun des exercices est présentée à la ligne 10. Les volumes
21 associés aux différentes catégories représentent une variation par rapport aux volumes de
22 l'année précédente.

Tableau 14
Écarts de livraisons au marché petit et moyen débits
Cause tarifaire 2021-2022 vs Révision volumétrique 4/8 2021-2022
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Prévision CT 2022	Révision 4/8 2022
1 Livraisons au 30 septembre 2021	2 874,9 *	2 890,3 **
2 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(18,9)	(18,8)
3 Économies d'énergie hors-programmes	(8,7)	(8,8)
4 Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	-	(0,2)
5 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	110,2	44,1
6 Normale climatique	(3,4)	(3,4)
7 Impact du 29 février	-	-
8 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	(3,6)	(18,4)
9 Maturation des nouvelles ventes	72,9	75,7
10 Livraisons anticipées au 30 septembre 2022	3 023,4	2 960,5

* R-4151-2021, B-0126, Énergir-H, Document 1, p. 44, tableau 15, ligne 9.

** R-4175-2021, B-0052, Énergir-9, Document 1, p. 1, colonne 5, ligne 5.

1 Pour l'année 2021-2022, une baisse de la demande de 62,9 10⁶m³ (2 960,5 10⁶m³ vs
2 3 023,4 10⁶m³) est anticipée par rapport aux livraisons initialement prévues lors de la Cause
3 tarifaire 2021-2022. Comme présenté au tableau 14, cette baisse des livraisons est associée en
4 grande partie à la variable « Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique »
5 (44,1 10⁶m³ vs 110,2 10⁶m³), qui s'explique par des prévisions de la croissance du PIB à la baisse
6 de plus de 2 points de pourcentage pour 2021-2022 entre les deux exercices. Rappelons que la
7 prévision de la demande de la Cause tarifaire 2021-2022 a été établie pendant la pandémie. À
8 ce moment, une grande incertitude persistait sur le moment où l'impact de la reprise économique
9 se ferait ressentir sur la consommation de gaz naturel. De plus, la variable « Migration des clients
10 entre les tarifs D₁, D₃ et D₄, D₅ » induit une pression à la baisse lors de la révision 4/8 2021-
11 2022 (-18,4 10⁶m³ vs -3,6 10⁶m³) en raison de transferts de volumes aux tarifs D₁ et D₃, vers
12 les tarifs D₄ et D₅. Dans une moindre mesure, l'impact de la variable « Transferts vers l'électricité
13 attribuables à la Biénergie » sur les volumes de 2021-2022 a été ajouté lors de la révision
14 4/8 2021-2022 (-0,2 10⁶m³).

3.3 NOMBRE DE CLIENTS ANTICIPÉS 4/8 2021-2022 ET CT 2022-2023

- 1 Dans sa décision D-2019-028 (paragr. 38), la Régie de l'énergie (la Régie) autorisait :
- 2 « [...] l'utilisation de la formule paramétrique, telle que décrite à la section 3.1 de la pièce B-0026,
- 3 pour établir les dépenses d'exploitation des années 2019-2020 à 2021-2022 [...]. » [référence omise]
- 4 Dans sa décision D-2022-025 (paragr. 80), la Régie reconduisait, pour les années tarifaires
- 5 2022-2023 à 2024-2025, la formule paramétrique en vigueur avec certains ajustements.
- 6 Par ailleurs, dans sa décision D-2017-094 (paragr. 58), la Régie indiquait que selon la pratique
- 7 réglementaire usuelle, l'étude budgétaire d'un dossier tarifaire doit comporter une preuve basée
- 8 sur des résultats 5/7 ou 4/8 de l'année en cours. Ainsi, en soutien à l'utilisation de la formule
- 9 paramétrique d'établissement des dépenses d'exploitation, le tableau 15 présente le nombre de
- 10 clients anticipés lors de la révision volumétrique 4/8 2021-2022 ainsi que dans la Cause tarifaire
- 11 2022-2023.

Tableau 15**Nombre anticipé de clients
Révision volumétrique 4/8 2021-2022
et Cause tarifaire 2022-2023**

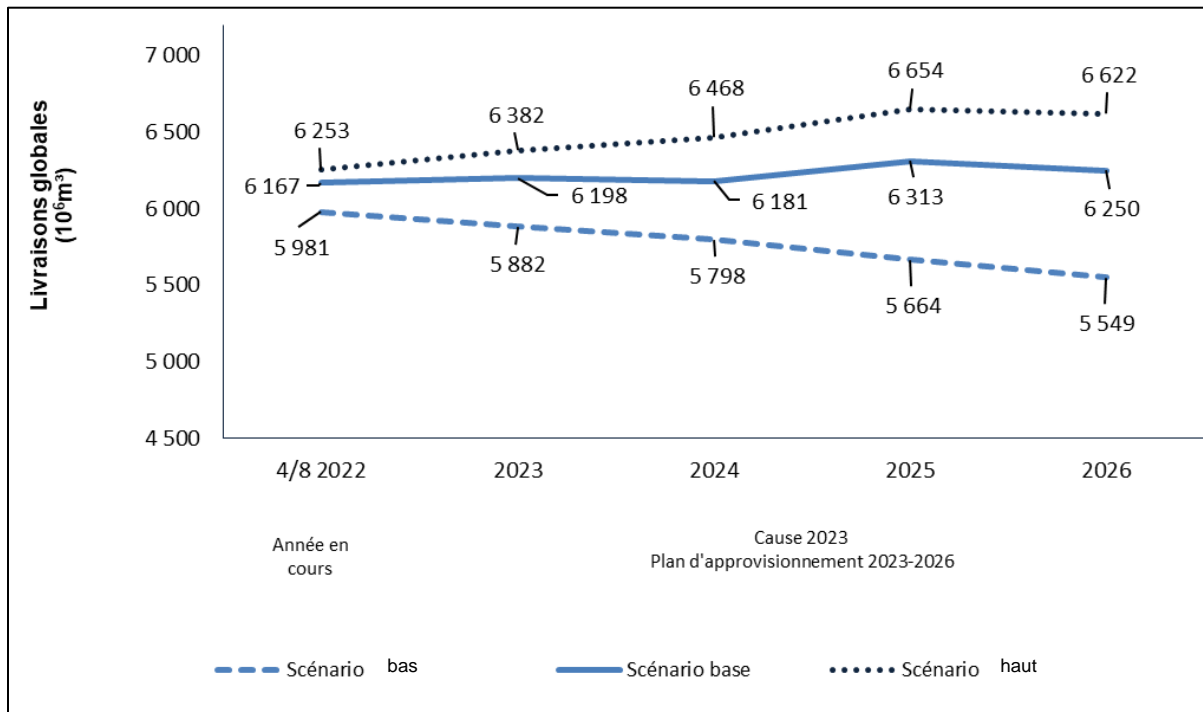
Nombre de clients	Total
4/8 2021-2022	212 637
CT 2022-2023	213 700

4 PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2022-2026

1 La section qui suit présente les livraisons prévues pour les quatre années du plan
 2 d'approvisionnement 2023-2026, 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 2021-2022.

Graphique 1

**Scénarios de base, bas et haut
 Livraisons globales 2022-2026
 (avant interruptions)**



4.1 SCÉNARIO DE BASE 2023-2026

4.1.1 Livraisons 2023-2026 pour le marché grandes entreprises

5 La prévision des volumes pour le marché grandes entreprises est effectuée client par
 6 client et n'utilise pas de modèle économique spécifique. Ce sont plus de 450 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

1 sur l'horizon du plan d'approvisionnement et de tenir compte des facteurs économiques
2 et contextuels qui pourraient influencer la consommation des clients. Que ce soit par le
3 contexte de marché dans lequel évolue le client, des variations de production anticipées,
4 des dynamiques de prix des énergies alternatives, de l'efficacité énergétique ou autres,
5 les représentants d'Énergir s'informent sur les différents paramètres pouvant modifier les
6 habitudes de consommation de leurs clients.

7 Dans le but de bien évaluer les prévisions des volumes, les représentants fournissent à
8 leurs clients des historiques de consommation auxquels sont ajoutés les volumes
9 d'interruption. Cette consommation devient le point de départ de leur prévision de
10 livraison. Le conseiller discute ensuite des profils mensuels de consommation future avec
11 son client et le questionne afin d'en justifier les écarts. En fonction de leur profil de
12 consommation et de leur contrat respectif, les clients aux tarifs D₃ et D₄ peuvent modifier
13 leur volume souscrit, ce qui détermine le prix payé. Les règles décrites aux *Conditions de*
14 *service et Tarif* sont alors applicables.

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

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

Tableau 16
Livraisons de gaz naturel 2023-2026
Marché grandes entreprises

DESCRIPTION		Continu D ₄ 10 ⁶ m ³	Interruptible D ₅ 10 ⁶ m ³	Total 10 ⁶ m ³
1	Livraisons anticipées au 30 septembre 2022 (après interruptions)	2 848,2	355,1	3 203,4
2	Interruptions nettes		16,2	16,2
3	Livraisons anticipées au 30 septembre 2022 (avant interruptions)	2 848,2	371,4	3 219,6
4	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(26,0)	(9,6)	(35,7)
5	Gains (pertes) face à la concurrence	(5,8)	(0,2)	(5,9)
6	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	0,0	(0,1)	(0,1)
7	Fluctuations de production	44,0	(48,5)	(4,4)
8	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	(0,6)	0,0	(0,6)
9	Nouvelles ventes	5,2	0,0	5,2
10	Gaz d'appoint concurrence	0,0	(0,1)	(0,1)
11	Impact du 29 février	0,0	0,0	0,0
12	Livraisons anticipées au 30 septembre 2023 (avant interruptions)	2 865,0	312,9	3 178,0
13	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(24,9)	(2,8)	(27,7)
14	Gains (pertes) face à la concurrence	0,0	(0,1)	(0,1)
15	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	0,0	0,0	0,0
16	Fluctuations de production	10,6	4,2	14,8
17	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	0,0	(1,3)	(1,3)
18	Nouvelles ventes	0,5	0,0	0,5
19	Gaz d'appoint concurrence	0,0	0,0	0,0
20	Impact du 29 février	9,0	1,1	10,1
21	Livraisons anticipées au 30 septembre 2024 (avant interruptions)	2 860,2	314,1	3 174,3
22	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(24,9)	(2,7)	(27,6)
23	Gains (pertes) face à la concurrence	0,0	0,0	0,0
24	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	0,0	0,0	0,0
25	Fluctuations de production	4,9	(1,7)	3,3
26	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	(1,4)	1,3	(0,0)
27	Nouvelles ventes	207,8	0,0	207,8
28	Gaz d'appoint concurrence	0,0	0,0	0,0
29	Impact du 29 février	(9,0)	(1,1)	(10,1)
29	Livraisons anticipées au 30 septembre 2025 (avant interruptions)	3 037,6	310,0	3 347,6
30	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(24,9)	(2,8)	(27,7)
31	Gains (pertes) face à la concurrence	0,0	(9,4)	(9,4)
32	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(0,2)	0,0	(0,2)
33	Fluctuations de production	8,3	0,1	8,4
34	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	0,0	0,0	0,0
35	Nouvelles ventes	9,4	0,0	9,4
36	Gaz d'appoint concurrence	0,0	(0,2)	(0,2)
37	Impact du 29 février	0,0	0,0	0,0
37	Livraisons anticipées au 30 septembre 2026 (avant interruptions)	3 030,2	297,6	3 327,8

1 Les livraisons totales pour le marché des grandes entreprises augmenteront sur la durée
2 du plan d'approvisionnement, passant de 3 219,6 10⁶m³ en 2021-2022 à 3 327,8 10⁶m³
3 en 2025-2026.

4 La hausse des volumes au tarif D₄ de 16,8 10⁶m³ entre 2021-2022 et 2022-2023 est
5 essentiellement attribuable aux fluctuations de production, bien que celles-ci soient
6 compensées en partie par les pertes liées à l'efficacité énergétique. Deux clients des
7 secteurs *production d'énergie* et *aliments et boissons* prévoient modifier leurs systèmes
8 de production d'énergie vers une autre source que le gaz naturel, cela représentant une
9 perte de 5,9 10⁶m³ entre 2021-2022 et 2022-2023.

10 Au tarif D₅, la baisse globale des volumes de 48,4 10⁶m³ entre 2021-2022 et 2022-2023
11 s'explique par la mise en place de projets d'efficacité énergétique chez trois clients des
12 secteurs *institutionnels*, ainsi que deux clients des secteurs *manufacturiers* et *chimie et*
13 *pétrochimie*.

14 Par ailleurs, les baisses rencontrées au niveau de la fluctuation de production s'expliquent
15 en particulier par le réajustement de consommation au tarif D₅ de deux clients des
16 secteurs *chimie et pétrochimie* qui consommaient davantage en temps de pandémie et
17 qui expliquaient la hausse temporaire des volumes en 2021-2022.

18 Entre 2022-2023 et 2023-2024, les volumes globaux diminueront très légèrement
19 (-3,7 10⁶m³) du fait de l'effritement des volumes causé par l'efficacité énergétique
20 (-27,7 10⁶m³)

21 Toutefois, ces pertes sont en partie compensées (14,8 10⁶m³) par les fluctuations de
22 production de clients des secteurs *production d'énergie* et *pâtes et papier*.

23 À compter de 2024-2025, deux nouveaux clients du secteur de la *métallurgie* amèneront
24 une hausse de 207,8 10⁶m³ au tarif D₄, expliquant ainsi l'augmentation importante des
25 livraisons en 2024-2025 et 2025-2026. L'effritement des volumes par l'efficacité
26 énergétique demeure constant sur ces périodes.

4.1.2 Livraisons 2023-2026 pour le marché des petit et moyen débits

1 La prévision des volumes pour le marché des petit et moyen débits est faite 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 17 présente la prévision de la demande de gaz naturel pour le marché des
7 petit et moyen débits au scénario de base.

Tableau 17
Livraisons de gaz naturel 2023-2026
Marché petit et moyen débits

	DESCRIPTION	10⁶m³
1	<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2022</i>	2 960,5
2	Économies d'énergie attribuables au PGEE	(20,3)
3	Économies d'énergie hors-programmes	(8,5)
4	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(6,1)
5	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	27,4
6	Évolution de la normale climatique	(3,6)
7	Impact du 29 février	-
8	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	(0,8)
9	Maturation des nouvelles ventes	71,8
10	<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2023</i>	3 020,2
11	Économies d'énergie attribuables au PGEE	(20,4)
12	Économies d'énergie hors-programmes	(8,8)
13	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(19,7)
14	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(20,1)
15	Évolution de la normale climatique	(3,3)
16	Impact du 29 février	3,0
17	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
18	Maturation des nouvelles ventes	55,6
19	<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2024</i>	3 006,4
20	Économies d'énergie attribuables au PGEE	(20,5)
21	Économies d'énergie hors-programmes	(8,7)
22	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(30,7)
23	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(24,4)
24	Évolution de la normale climatique	(3,3)
25	Impact du 29 février	(3,0)
26	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
27	Maturation des nouvelles ventes	49,4
28	<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2025</i>	2 965,3
29	Économies d'énergie attribuables au PGEE	(20,4)
30	Économies d'énergie hors-programmes	(8,5)
31	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(36,4)
32	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(24,3)
33	Évolution de la normale climatique	(3,6)
34	Impact du 29 février	-
35	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
36	Maturation des nouvelles ventes	50,1
37	<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2026</i>	2 922,2

1 Les livraisons pour le marché des petit et moyen débits seront en hausse de 59,8 10⁶m³
2 la première année du plan d’approvisionnement (passant de 2 960,5 10⁶m³ à
3 3 020,2 10⁶m³). Le retour à la normale des activités économiques en lien avec la
4 pandémie de COVID-19 explique principalement la hausse les livraisons en 2022-2023.
5 De plus, l’augmentation des livraisons causée par la maturation des nouvelles ventes aux
6 tarifs D₁ et D₃ est partiellement contrebalancée par le nouveau programme de biénergie
7 résidentielle, les mesures d’efficacité énergétique du PGEÉ et celles réalisées hors des
8 programmes d’Énergir. Les volumes de livraisons diminueront ensuite de 13,8 10⁶m³ à la
9 deuxième année et de 41,1 10⁶m³ à la troisième année du plan. Enfin, une baisse de
10 43,1 10⁶m³ est prévue à la quatrième année du plan. Les principales raisons expliquant
11 les variations de livraisons sont détaillées ci-dessous.

12 **Mesures d’économies d’énergie** : Les économies d’énergie réalisées grâce au PGEÉ
13 (-20,3 10⁶m³ en 2022-2023) affecteront à la baisse les livraisons prévues. Ces économies
14 d’énergie sont évaluées à partir des économies brutes associées aux différents
15 programmes et excluent les économies d’énergie attribuables à des mesures d’efficacité
16 énergétique conçues pour les nouvelles constructions, ces dernières étant intégrées
17 directement à la maturation des nouvelles ventes. La mise en place de mesures
18 d’efficacité énergétique provenant d’initiatives autonomes des clients, qualifiées de « hors
19 programmes » aura également un effet à la baisse important sur les livraisons (-8,5 10⁶m³
20 en 2022-2023).

21 **Biénergie** : Sous réserve des décisions de la Régie à intervenir dans le dossier
22 R-4169-2021, il est prévu que le volet résidentiel du programme de biénergie entre en
23 vigueur en mai 2022. Les volets commercial et institutionnel entreront à leur tour en
24 vigueur à partir de mai 2023. De ce fait, les volumes transférés vers l’électricité
25 attribuables à la biénergie sont prévus à -6,1 10⁶m³ pour 2022-2023. Ces volumes
26 augmentent progressivement à -36,3 10⁶m³ à l’horizon 2025-2026.

27 Les hypothèses ayant servi à établir les volumes prévisionnels de biénergie du plan
28 d’approvisionnement 2023-2026 sont basées sur le contenu de la preuve commune
29 d’Énergir et Hydro-Québec Distribution, déposée à la Régie (R-4169-2021). Une révision
30 de ces hypothèses et de la prévision résultante sera effectuée dans une future cause

1 tarifaire au moment où les données réelles de la compétitivité de l'offre, les options
2 technologiques et les taux de pénétration de marché pourront être analysés.

3 **Pertes et variations** : Il existe un lien significatif entre la croissance économique et le
4 niveau de pertes et variations de consommation générées par la clientèle d'Énergir.
5 Chaque année, les volumes sont réduits d'une portion plus ou moins grande en raison de
6 faillites ou de réductions de production par exemple. Les prévisions de pertes et variations
7 sont notamment établies à l'aide d'une régression linéaire en fonction du PIB. Toutes
8 choses étant égales par ailleurs, plus la croissance économique est élevée, moins les
9 pertes subies sont importantes. La croissance du PIB québécois prévue pour l'année
10 tarifaire 2022-2023 est de 2,92 %, amenant une hausse des livraisons estimée à
11 27,4 10⁶m³.

12 **Normale climatique** : La normale climatique utilisée pour l'année 2022-2023 a été mise
13 à jour à l'aide d'une année réelle supplémentaire, soit 2020-2021. À la suite de l'hiver
14 2020-2021, qui a été légèrement plus chaud que la normale, les volumes prévus en
15 2022-2023 ont été révisés à la baisse de 3,4 10⁶m³ (ligne 6 du tableau 18) en raison de
16 l'ajustement de la normale climatique. La baisse des volumes liée à la normalisation des
17 températures pour les années 2023-2024, 2024-2025 et 2025-2026 vient essentiellement
18 du réchauffement climatique tendanciel prévu.

19 **Impact du 29 février** : L'année 2023 comporte 365 jours, à l'instar de l'année 2022. Il n'y
20 a donc pas d'impact à prévoir pour cette variable pour l'année 2023 du plan. Toutefois,
21 l'effet sur les livraisons en 2024, étant une année bissextile, est de 3,0 10⁶m³.

22 **Migration des clients entre les tarifs D₁, D₃ et D₄, D₅** : La migration des clients consiste
23 en un transfert de volumes entre les tarifs D₄ et D₅ et les tarifs D₁ et D₃. Quelques clients
24 migreront des tarifs D₁ et D₃ vers les tarifs D₄ et D₅, ce qui impactera à la baisse les
25 livraisons en 2022-2023 de 0,8 10⁶m³ aux tarifs D₁ et D₃. Aucune autre migration tarifaire
26 n'est prévue pour les années subséquentes.

27 **Maturation des nouvelles ventes** : Les prévisions de nouvelles ventes sont déterminées
28 à l'aide de différents modèles économiques. Ces modèles ont d'ailleurs été ajustés dans
29 la présente Cause tarifaire afin de prendre en compte l'impact du programme de

1 biénergie, mais aussi l'impact de la nouvelle réglementation concernant l'interdiction de
2 convertir au gaz naturel des installations fonctionnant actuellement au mazout³.

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

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

12 Une fois les prévisions des nouvelles ventes établies, elles sont transposées en volumes
13 de livraison. Les volumes de livraison correspondant aux ventes signées d'une année ne
14 sont pas totalement consommés l'année suivante. Des analyses portant sur la
15 consommation réelle des clients suivant la signature de la vente démontrent que les
16 volumes des nouvelles ventes atteignent leur pleine maturation après trois ans. À titre
17 d'exemple, les volumes des ventes signées en 2020-2021 atteindront donc leur pleine
18 maturation en 2022-2023. L'analyse permet de déterminer un ratio annuel qui est utilisé
19 afin de répartir les volumes entre les années suivant la vente. Afin de déterminer les
20 volumes provenant de la maturation des nouvelles ventes qui influencent les livraisons de
21 2022-2023, Énergir utilise, d'une part, les volumes réellement signés en 2020-2021 et,
22 d'autre part, des volumes prévisionnels de 2021-2022 et 2022-2023 : Énergir affecte le
23 ratio ainsi établi aux volumes annuels.

4.1.3 Livraisons globales (scénario de base)

24 Les livraisons globales pour le plan d'approvisionnement 2023-2026 sont présentées
25 dans le tableau ci-dessous :

³ <http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=1&file=74626.pdf>.

Tableau 18
Scénario de base
Livraisons globales de gaz naturel 2023-2026
Petit et moyen débits et ventes grandes entreprises
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Année en cours	Cause tarifaire 2023-2026			
		2023	2024	2025	2026
	4/8 2022*				
Service continu	5 808,7	5 885,3	5 866,6	6 002,9	5 952,4
Grandes entreprises	2 848,2	2 865,0	2 860,2	3 037,6	3 030,2
Petit et moyen débits	2 960,5	3 020,2	3 006,4	2 965,3	2 922,2
Service interruptible	358,2	312,9	314,1	310,0	297,6
Contrat régulier	286,6	249,4	250,6	246,4	234,1
Contrat gaz d'appoint	71,6	63,5	63,5	63,5	63,5
Total	6 166,9	6 198,2	6 180,7	6 312,9	6 250,1

* Volumes après interruptions pour les mois réels.

- 1 Les résultats démontrent qu'entre les prévisions de l'année en cours et celles de 2022-2023, une
2 hausse de 1,69 % des livraisons totales est anticipée. Une hausse de 0,84 % est ensuite
3 constatée sur l'horizon du plan, entre 2022-2023 et 2025-2026.

4.2 SCÉNARIO HAUT

- 4 Un scénario haut par rapport au scénario de base a été analysé de 2022-2023 à 2025-2026 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 3,92 % en 2022-2023 à 2,47 % en 2025-2026, 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 % et une hausse du nombre des
12 permis de bâtir du marché affaires en fonction d'une hausse d'un point de pourcentage
13 de la croissance du PIB.

1 De plus, dans le cas du marché grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients sont ajustés
 2 à la hausse, en tenant compte de conditions favorables propres à chacun et pouvant influencer
 3 positivement leur consommation. Généralement, le scénario haut inclut également les volumes
 4 de certains projets qui pourraient se réaliser entre 2022-2023 et 2025-2026, mais dont la
 5 probabilité de réalisation n'est pas suffisamment élevée pour qu'ils soient inclus dans le scénario
 6 de base. Il s'agit de projets pour lesquels la probabilité de réalisation est supérieure ou égale à
 7 25 % et inférieure à 50 %. Cependant, aucun de ces projets n'est prévu sur l'horizon du plan
 8 d'approvisionnement 2023-2026.

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

Tableau 19
Scénario haut
Livraisons globales de gaz naturel 2023-2026
Petit et moyen débits et ventes grandes entreprises
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Année en cours	Cause tarifaire 2023-2026			
		2023	2024	2025	2026
	4/8 2022*				
Service continu	5 883,4	6 049,4	6 134,3	6 324,3	6 294,8
Grandes entreprises	2 891,3	2 941,2	2 984,8	3 162,0	3 124,3
Petit et moyen débits	2 992,1	3 108,2	3 149,5	3 162,3	3 170,5
Service interruptible	369,4	332,9	333,8	329,3	326,5
Contrat régulier	297,8	269,4	270,3	265,8	263,2
Contrat gaz d'appoint	71,6	63,5	63,5	63,5	63,3
Total	6 252,8	6 382,4	6 468,1	6 653,5	6 621,3

* 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 2023-2026
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Année en cours	Cause tarifaire 2023-2026			
		4/8 2021	2023	2024	2025
Service continu	74,7	164,2	267,7	321,3	342,3
Grandes entreprises	43,1	76,2	124,6	124,4	94,1
Petit et moyen débits	31,6	88,0	143,0	196,9	248,2
Service interruptible	11,2	20,0	19,7	19,3	29,1
Contrat régulier	11,2	20,0	19,7	19,3	29,1
Contrat gaz d'appoint	-	-	-	-	-
Total	107,5	184,2	287,4	340,6	371,5

3 Les livraisons pour le marché grandes entreprises pourraient croître davantage dans un contexte
4 favorable. Plusieurs clients pourraient voir leur production augmenter grâce au maintien du prix
5 du gaz naturel à un niveau très bas, combiné avec une croissance économique encore importante
6 et 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 2025-2026, ces fluctuations de production pourraient ajouter
9 94,1 10⁶m³.

10 Pour le marché des petit et moyen débits, la demande serait en hausse de 88,0 10⁶m³ en
11 2022-2023 dans un contexte favorable 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 et
15 des permis de bâtir auraient aussi un impact positif sur les nouvelles ventes. Dans un contexte
16 favorable, les pertes de volumes liées à l'efficacité énergétique seraient également moins
17 grandes.

4.3 SCÉNARIO BAS

1 Un scénario bas par rapport au scénario de base a été analysé de 2022-2023 à 2025-2026 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 1,92 % en 2022-2023 à 0,47 % en
5 2025-2026, 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 % et une baisse du nombre des
10 permis de bâtir du marché affaires en fonction de la baisse d’un point de pourcentage de
11 la croissance du PIB.

12 De plus, dans le cas du marché des grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients sont
13 ajustés à la baisse afin de tenir compte de conditions défavorables propres à chacun et pouvant
14 influencer négativement leur consommation, voire entraîner des fermetures. Le scénario bas
15 exclut également les volumes de certains projets qui pourraient se réaliser entre 2022-2023 et
16 2025-2026, mais dont la probabilité de réalisation est en dessous de 75 %.

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

Tableau 21
Scénario bas
Livraisons globales de gaz naturel 2023-2026
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Année en cours	Cause tarifaire 2023-2026			
		2023	2024	2025	2026
	4/8 2022*				
Service continu	5 687,2	5 651,3	5 569,1	5 439,1	5 339,0
Grandes entreprises	2 762,4	2 725,7	2 726,8	2 695,2	2 696,1
Petit et moyen débits	2 924,8	2 925,6	2 842,3	2 743,9	2 642,8
Service interruptible	293,3	230,8	229,2	225,1	209,6
Contrat régulier	270,1	230,8	229,2	225,1	209,6
Contrat gaz d'appoint	23,1	-	-	-	-
Total	5 980,5	5 882,1	5 798,3	5 664,2	5 548,6

* Livraisons réelles 2022 avec interruption.

- 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 2023-2026
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Année en cours	Cause tarifaire 2023-2026			
	4/8 2022	2023	2024	2025	2026
Service continu	(121,5)	(234,0)	(297,5)	(563,8)	(613,5)
Grandes entreprises	(85,9)	(139,4)	(133,4)	(342,4)	(334,1)
Petit et moyen débits	(35,6)	(94,6)	(164,1)	(221,4)	(279,4)
Service interruptible	(64,9)	(82,1)	(84,9)	(84,9)	(88,0)
Contrat régulier	(16,5)	(18,6)	(21,4)	(21,4)	(24,4)
Contrat gaz d'appoint	(48,4)	(63,5)	(63,5)	(63,5)	(63,5)
Total	(186,4)	(316,1)	(382,4)	(648,7)	(701,4)

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

3 Dans le cas du service continu, plusieurs clients verraient leur production ralentir et deux
4 nouvelles ventes ne se réaliseraient pas. Pour ces deux nouvelles ventes non réalisées, cela
5 induirait une réduction de la consommation de 200,2 10⁶m³ sur un total de 342,4 10⁶m³ pour
6 l'année 2024-2025.

7 Les volumes au service interruptible sont aussi revus à la baisse à la suite des diminutions de
8 production chez plusieurs clients. La baisse des volumes au service interruptible est accentuée
9 par l'absence de déplacement de charbon et de coke de pétrole par le gaz naturel.

10 Pour le marché des petit et moyen débits, la demande serait en baisse de 94,6 10⁶m³ en
11 2022-2023 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 et des permis de
15 bâtir auraient aussi un impact négatif sur les nouvelles ventes. L'augmentation des volumes liée
16 à l'efficacité énergétique aurait également un impact à la baisse sur la demande de gaz naturel.

4.4 COMPARAISON DES PLANS D'APPROVISIONNEMENT 2023-2026 ET 2022-2025

- 1 Les tableaux qui suivent comparent les prévisions établies dans le cadre de la présente cause
 2 tarifaire et celles établies lors de la Cause tarifaire 2021-2022⁴. Le tableau 23 présente une
 3 comparaison par marché, alors qu'une comparaison par service est présentée au tableau 24. Les
 4 volumes de l'année 2021-2022 associés au plan d'approvisionnement 2023-2026 correspondent
 5 aux prévisions effectuées lors de la révision volumétrique 4/8 2021-2022.

Tableau 23

**Comparaison des livraisons par marché
 Plan 2023-2026 vs Plan 2022-2025
 (avant interruptions)
 (10⁶m³)**

	2022	2023	2024	2025	2026
	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³
Petits et moyens débits					
1 Plan 2023-2026	2 960,5	3 020,2	3 006,4	2 965,3	2 922,2
2 Plan 2022-2025	3 023,4	3 038,7	3 049,4	3 044,7	s/o
3 Écart	(62,9)	(18,4)	(42,9)	(79,4)	s/o
Grandes entreprises					
4 Plan 2023-2026	3 206,4	3 178,0	3 174,3	3 347,6	3 327,8
5 Plan 2022-2025	3 090,6	3 148,4	3 330,9	3 316,9	s/o
6 Écart	115,9	29,6	(156,6)	30,6	s/o
Total					
7 Plan 2023-2026	6 166,9	6 198,2	6 180,7	6 312,9	6 250,1
8 Plan 2022-2025	6 114,0	6 187,1	6 380,3	6 361,6	s/o
9 Écart	52,9	11,1	(199,5)	(48,8)	s/o

⁴ R-4151-2021, B-0126, Énergir-H, Document 1.

Tableau 24
Comparaison des livraisons par service
Plan 2023-2026 vs Plan 2022-2025
(avant interruptions)
(10⁶m³)

	2022	2023	2024	2025	2026
	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³
Service continu					
1 Plan 2023-2026	5 808,7	5 885,3	5 866,6	6 002,9	5 952,4
2 Plan 2022-2025	5 829,5	5 906,6	6 100,6	6 084,5	s/o
3 Écart	(20,8)	(21,3)	(234,0)	(81,6)	s/o
Service interruptible					
4 Plan 2023-2026	358,2	312,9	314,1	310,0	297,6
5 Plan 2022-2025	284,5	280,5	279,6	277,1	s/o
6 Écart	73,7	32,5	34,5	32,9	s/o
Total					
7 Plan 2023-2026	6 166,9	6 198,2	6 180,7	6 312,9	6 250,1
8 Plan 2022-2025	6 114,0	6 187,1	6 380,3	6 361,6	s/o
9 Écart	52,9	11,1	(199,5)	(48,8)	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 suivis⁵.
- 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 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
- 9 différents plans d'approvisionnement depuis la Cause tarifaire 2013-2014. Ce suivi est déposé à
- 10 l'annexe 3, sous pli confidentiel.

⁵ Décision D-2019-141, paragr. 194 et 282.

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

4.7 GNR

5 Pour faire suite aux efforts de commercialisation du GNR, la demande volontaire pour le GNR est
6 en croissance sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2023-2026. Ainsi, il est prévu que la
7 consommation de GNR passera de 40,0 10⁶ m³ en 2022-2023 à 210,0 10⁶ m³ en 2025-2026.

8 Pour plus de précisions concernant les prévisions de consommation GNR, veuillez vous référer à
9 la pièce Énergir-H, Document 6.

CONCLUSION

- 1 **Énergir demande à la Régie :**
- 2 • **d’approuver son plan d’approvisionnement pour les années 2023-2026, 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)
2003	4 378	895	5 272	4 366	1 147	5 513	-11	252	241	4,56
2004	4 490	898	5 388	4 516	1 042	5 558	27	144	170	3,16
2005	4 816	801	5 617	4 496	848	5 344	-320	47	-273	-4,86
2006	4 953	769	5 722	4 480	1 011	5 491	-473	242	-231	-4,04
2007	5 236	627	5 863	5 307	979	6 286	71	352	423	7,22
2008	5 191	704	5 895	4 634	1 195	5 829	-557	491	-66	-1,13
2009	4 453	802	5 255	4 112	1 037	5 149	-341	235	-106	-2,02
2010	4 046	739	4 785	4 205	1 243	5 449	159	505	663	13,87
2011	4 100	988	5 088	4 251	1 209	5 459	151	221	371	7,30
2012	4 090	1 253	5 343	4 341	1 074	5 415	250	-179	72	1,34
2013	4 633	871	5 504	4 651	855	5 507	18	-16	2	0,04
2014	4 932	719	5 651	5 048	708	5 756	116	-11	105	1,86
2015	5 293	465	5 758	5 260	485	5 745	-33	21	-12	-0,21
2016	5 102	412	5 515	5 294	381	5 674	191	-32	160	2,90
2017	5 394	307	5 702	5 530	365	5 894	135	57	193	3,38
2018	5 416	296	5 712	5 738	355	6 094	322	59	381	6,67
2019	5 687	300	5 993	5 717	369	6 109	30	69	99	1,65
2020	5 696	334	6 030	5 475	385	5 860	-221	51	-170	-2,82
2021*	5 790	233	6 023	5 712	381	6 093	-78	148	70	1,16
2022	5 641	209	5 850	5 835	355	6 190	194	146	340	5,81

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

* Les livraisons prévues pour l'année 2021 sont issues du scénario bas. Les livraisons réelles sont déterminées selon la révision volumétrique 4/8 2021 (avant interruptions).

Dossier tarifaire	Demande clientèle continue									
	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Pointe <i>10³m³/jour</i>	Volume réel de pointe <i>10³m³/jour</i>	Date	Paramètre réels	Variation des paramètres	Ajustement de volume <i>10³m³/jour</i>	Volume estimé <i>10³m³/jour</i>	Écart vs prévision <i>10³m³/jour</i>
2020			36 875	31 193	Vendredi 2020-01-17			7 066	38 259	1 384
Base (10 ³ m ³ /jour)	11 957,34									
Base journée (10 ³ m ³ /jour)	2 122,42	Lundi				1200,13	922,29			
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	410,88	36,49				31,20	5,29			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	107,90	39,37				24,70	14,67			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,85	1 245,36				408,72	836,64			
2021			37 113	29 698	Mardi 2020-12-15			7 403	37 101	-13
Base (10 ³ m ³ /jour)	12 048,06									
Base journée (10 ³ m ³ /jour)	2 150,25	Lundi				2028,43	121,82			
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	416,94	36,60				31,20	5,40			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	110,02	39,17				13,10	26,07			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,90	1 154,86				408,72	746,14			

Note 3 : Modification à la méthodologie de calcul pour les clients des tarifs D₃ et D₄.

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

1. ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU	3
1.1 Méthodologie du calcul des probabilités	3
1.2 Probabilités de réalisation des scénarios pour 2022-2023 à 2025-2026	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 2023-2026.

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 2021. 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 (10 ⁶ m ³)	Prévision 1 an (10 ⁶ m ³)	Écart absolu (10 ⁶ m ³)	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%

1 À partir de cet échantillon de 31 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 et
5 la connaissance du marché dont dispose Énergir au moment de l'établissement des

1 prévisions ou de situations particulières pouvant affecter la prévision d'une année
2 donnée.

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

1.2 PROBABILITÉS DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS POUR 2022-2023 À 2025-2026

13 Sur la base des données historiques disponibles, Énergir a calculé que la probabilité
14 d'écart de prévision par rapport au scénario de base suit une normale centrée à zéro et
15 de variance égale à 0,19 % (ou d'écart type égal à 4,3 %).

16 Ceci permet de calculer les probabilités d'évolution de la demande autour du scénario de
17 base pour 2022-2023 à 2025-2026, comme présenté au Tableau 2. Les probabilités de
18 réalisation des scénarios haut et bas sont similaires à celles présentées dans le cadre de
19 la Cause tarifaire 2021-2022 (R-4151-2021, B-0126, Énergir-H, Document 1) et ce, pour
20 toutes les années du présent plan d'approvisionnement. La similitude provient
21 principalement de l'écart similaire entre les volumes des scénarios haut et bas par rapport
22 aux volumes du scénario de base au tarif continu comparativement à ceux présentés à
23 la Cause tarifaire 2021-2022.

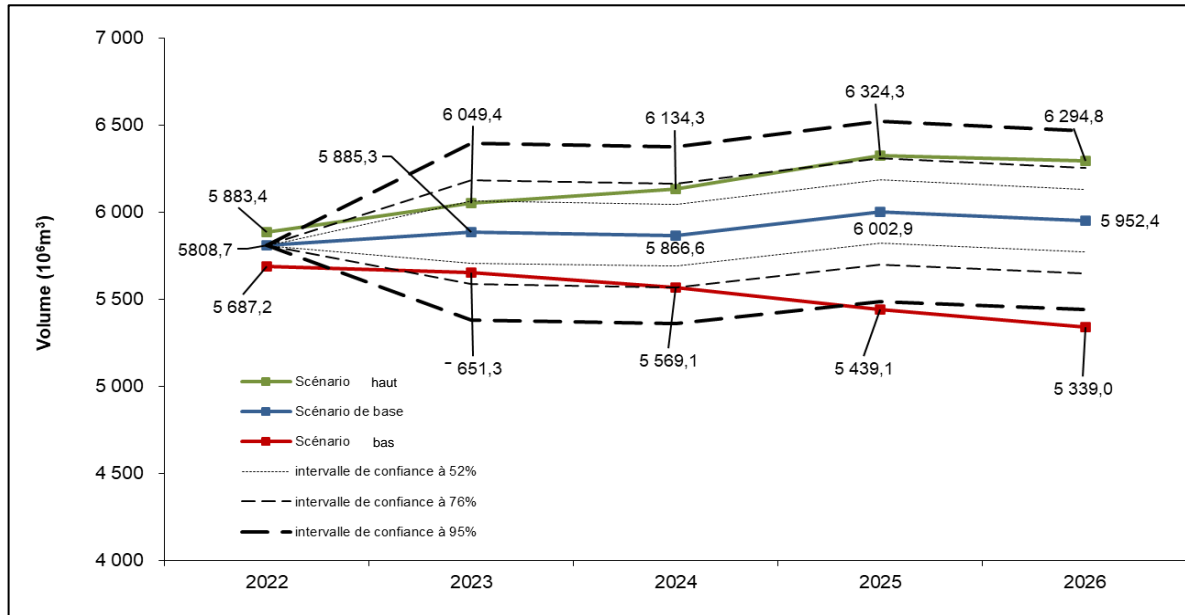
Tableau 2
PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS
Service continu

	Réalisation	Probabilité
1	2021-2022	
2	Volume réel au-dessus du scénario haut	25,89%
3	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	56,29%
4	Volume réel en dessous du scénario bas	17,83%
5	2022-2023	
6	Volume réel au-dessus du scénario haut	14,50%
7	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	73,52%
8	Volume réel en dessous du scénario bas	11,98%
9	2023-2024	
10	Volume réel au-dessus du scénario haut	10,72%
11	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	87,81%
12	Volume réel en dessous du scénario bas	1,47%
13	2024-2025	
14	Volume réel au-dessus du scénario haut	9,11%
15	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	90,04%
16	Volume réel en dessous du scénario bas	0,84%

1.3 APERÇU SUR QUATRE ANS

- 1 En combinant les probabilités calculées sur les quatre années, soit de 2022-2023 à
- 2 2025-2026, il est possible de représenter graphiquement les trois scénarios de
- 3 prévisions, ainsi que les probabilités que les livraisons réelles se trouvent dans un certain
- 4 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 2023-2026, par catégorie tarifaire.

	Tarif	Volume maturé de nouvelles ventes (10 ⁶ m ³)
1	2022-2023	
2	D ₁	68,2
3	D ₃	2,8
4	D ₄	5,2
5	D ₅	-
6	Total	76,2
7	2023-2024	
8	D ₁	50,0
9	D ₃	3,8
10	D ₄	-
11	D ₅	-
12	Total	53,8
13	2024-2025	
14	D ₁	39,9
15	D ₃	3,3
16	D ₄	207,8
17	D ₅	-
18	Total	251,1
19	2025-2026	
20	D ₁	41,9
21	D ₃	3,2
22	D ₄	9,4
23	D ₅	-
24	Total	54,5