

PLAN  
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER  
CONTEXTE ET  
STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

HORIZON 2024 - 2027

---

**TABLE DES MATIÈRES**

<b>LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES .....</b>	<b>4</b>
<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>5</b>
1 Contexte et stratégie d’approvisionnement – Plan 2024-2027 .....	6
1.1 Transport .....	6
1.2 Fourniture de gaz naturel .....	8
1.3 Autres sources d’approvisionnement .....	10
1.4 Équilibrage .....	11
1.5 Conclusion.....	13
2 Contrats d’approvisionnement existants .....	14
2.1 Fourniture de gaz naturel .....	14
2.1.1 Clients au service de fourniture de gaz naturel d’Énergir.....	14
2.1.2 Clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété .....	16
2.2 Transport .....	17
2.2.1 Services de transport du distributeur .....	17
2.2.2 Services de transport et d’équilibrage fournis par le client.....	17
2.2.3 Gaz d’appoint.....	18
2.2.4 Coûts de transport .....	18
2.3 Entreposage .....	18
2.3.1 Capacité d’espace, de retrait et d’injection.....	19
2.3.2 Coûts d’entreposage.....	19
3 Planification d’approvisionnements .....	20
3.1 Planification pour l’année 2023-2024.....	20
3.1.1 Établissement des outils de l’année 2023-2024 .....	20
3.1.2 Demande et sources d’approvisionnement gazier .....	25
3.1.3 Stratégie d’approvisionnement et analyse de rentabilité .....	25
3.1.4 Coefficient d’utilisation FTLH .....	26
3.1.5 Nombre maximum de jours d’interruption.....	26
3.2 Plan d’approvisionnement 2024-2027 – Scénarios de base, haut et bas.....	26
3.2.1 Fourniture de gaz naturel.....	26
3.2.2 Transport.....	27
3.2.3 Équilibrage .....	27
3.2.4 Impact de la température .....	27
3.2.5 Scénario haut.....	28

3.2.6	Scénario bas .....	29
3.3	Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement.....	29
4	Revenus d'optimisation prévus .....	30
4.1	Transactions opérationnelles .....	30
4.1.1	Vente de transport <i>a priori</i> .....	30
4.1.2	Vente de transport non utilisé .....	31
4.2	Transactions financières .....	31
<b>CONCLUSION .....</b>		<b>32</b>

- Annexe 1 : Contrats d'approvisionnement existants – Fourniture de gaz naturel  
Achats de fourniture de gaz naturel projetés – Année 2023-2024
- Annexe 2 : Contrats d'approvisionnement existants – Transport  
Tarifs de transport et ratios projetés de gaz de compression
- Annexe 3 : Contrats d'approvisionnement existants – Entreposage  
Tarifs d'entreposage et ratios projetés de gaz de compression
- Annexe 4 : Établissement de la demande continue en journée de pointe et des besoins  
d'approvisionnement pour l'hiver extrême
- Annexe 5 : Demande et sources d'approvisionnement gazier – Année 2023-2024
- Annexe 6 : Plan d'approvisionnement 2024-2027
- Annexe 7 : Plan d'approvisionnement 2024-2027 – Impact potentiel de température
- Annexe 8 : Plan d'approvisionnement 2024-2027 – Scénario haut
- Annexe 9 : Plan d'approvisionnement 2024-2027 – Scénario bas

---

**LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES**

<b>daQ</b>	Clientèle assujettie à la distribution au Québec
<b>Dawn</b>	Point situé dans le sud de l'Ontario
<b>Degrés-jours</b>	Différence entre le seuil de 13°C et la température moyenne quotidienne; les degrés-jours servent à déterminer les volumes de chauffage par rapport à la température extérieure
<b>DJ * V</b>	Degré-jour (en Celsius) multiplié par le vent (en km/h)
<b>Empress</b>	Point situé à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan qui constitue le point d'interconnexion entre le réseau intra-Alberta de TCPL et le réseau principal du transporteur
<b>FTLH</b>	<i>Firm Transportation Long Haul</i> ; service de transport ferme de TCPL entre Empress et Énergir EDA/NDA, est également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Empress et Énergir EDA/NDA, incluant les capacités de transport PFLD-NBJ
<b>FTSH</b>	<i>Firm Transportation Short Haul</i> ; service de transport ferme de TCPL entre Dawn ou Parkway et Énergir EDA/NDA, est également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Dawn et Énergir EDA/NDA
<b>Gigajoule (GJ)</b>	1 milliard de joules = 10 <sup>9</sup> joules
<b>GNL</b>	Gaz naturel liquéfié
<b>Énergir EDA</b>	Ensemble des points d'interconnexions entre le système d'Énergir et ceux de TCPL/TQM qui sont situés dans la zone de livraison EDA ( <i>Eastern Delivery Area</i> ) de TCPL
<b>Énergir NDA</b>	Ensemble des points d'interconnexions entre le système d'Énergir et celui de TCPL qui sont situés dans la zone de livraison NDA ( <i>Northern Delivery Area</i> ) de TCPL
<b>LSR</b>	Liquéfaction Stockage Regazéification; abréviation utilisée pour désigner l'usine de gaz naturel liquéfié d'Énergir
<b>LTFP</b>	<i>Long term fixed price</i> ; service de transport ferme de TCPL entre Empress et Dawn à prix fixe pour la durée du contrat
<b>Parkway</b>	Point situé dans le sud de l'Ontario, au nord-est de Dawn
<b>STS</b>	<i>Storage Transportation Service</i> ; service de transport ferme entre Parkway et Énergir EDA; ce service n'est ferme que du 1 <sup>er</sup> novembre au 15 avril, inclusivement
<b>TCPL</b>	TransCanada PipeLines Limited

## **INTRODUCTION**

1 Le plan d’approvisionnement, couvrant les années 2023-2024 à 2026-2027, est préparé par  
2 Énergir en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d’approvisionnement*  
3 (le Règlement) (c. R-6.01, r. 8).

4 Il est à noter que cette pièce couvrira le plan annuel et le plan quadriennal des  
5 approvisionnements gaziers.

6 Énergir détaillera le contexte gazier dans lequel elle évolue plus spécifiquement et,  
7 conséquemment, la stratégie d’approvisionnement sur l’horizon du plan. En fonction de ces  
8 constats, le plan d’approvisionnement pour 2023-2024 à 2026-2027 sera présenté, considérant  
9 les diverses informations prescrites au Règlement. Les données particulières à la planification de  
10 l’année financière 2023-2024 seront également détaillées.

## 1 CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2024-2027

1 L'objectif premier du plan d'approvisionnement est de s'assurer que les approvisionnements  
2 soient suffisants, tout en considérant leur impact sur la fixation des tarifs, afin que ceux-ci  
3 demeurent justes et raisonnables.

4 Énergir doit disposer des outils nécessaires pour répondre à la demande continue des clients en  
5 journée de pointe et à la demande saisonnière des clients aux services continu et interruptible.  
6 Ces outils doivent par ailleurs être suffisamment flexibles pour s'adapter aux fluctuations de la  
7 demande dues au climat et à l'économie.

8 Énergir optimise les coûts totaux d'approvisionnement en utilisant une combinaison d'outils : des  
9 capacités de transport depuis le sud de l'Ontario et de l'Alberta, des transactions d'échanges, de  
10 l'entreposage à l'intérieur et à l'extérieur de son territoire, des livraisons en franchise et du service  
11 de pointe. Par cette combinaison d'outils, la stratégie d'Énergir vise la mise en place d'un  
12 portefeuille d'outils variés et, dans la mesure du possible, échelonnés dans le temps.

13 Dans les sections suivantes, Énergir abordera de façon plus explicite les orientations envisagées  
14 et les actions prises sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2024-2027.

### 1.1 TRANSPORT

15 Le contexte gazier continue d'évoluer et Énergir adapte la structure d'approvisionnement  
16 relativement aux capacités de transport disponibles à court, moyen et long termes pour répondre  
17 à ses besoins.

18 L'article 72 (1) (3°) a) de la *Loi sur la Régie de l'énergie* prévoit que le plan d'approvisionnement  
19 doit tenir compte de la marge excédentaire des capacités de transport, celle-ci pouvant  
20 représenter jusqu'à 10 % des livraisons annuelles d'Énergir. En fonction des livraisons totales  
21 projetées pour l'année 2023-2024 de 6 144 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup><sup>1</sup>, la marge excédentaire de 10 % exprimée en  
22 capacités quotidiennes représenterait alors 1 683 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (soit 6 144/365 x 10 %). Pour  
23 l'année 2023-2024 et les suivantes, Énergir ne planifie pas, pour l'instant, l'ajout de capacités de  
24 transport pour répondre à la marge excédentaire autorisée. En effet, au moment de la rédaction

---

<sup>1</sup> Énergir-H, Document 2, tableau 1.

1 du plan d’approvisionnement, un projet répond aux critères d’établissement de la marge  
 2 excédentaire présentés lors de la Cause tarifaire 2019-2020<sup>2</sup> et dont la Régie a pris acte dans sa  
 3 décision D-2019-141 (paragr. 189). Ce projet prévoit des volumes de 27 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en 2023-2024  
 4 et 36 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour pour les trois années suivantes. Si le projet se réalisait en 2023-2024, il serait  
 5 intégré dans la prévision 0-12, serait inclus dans la demande continue et des outils pourraient  
 6 être contractés, selon le résultat du calcul des besoins de pointe et de l’hiver extrême à ce  
 7 moment-là. Pour les années subséquentes, Énergir dispose des outils nécessaires pour couvrir  
 8 le besoin généré par ce projet.

9 Le portefeuille de capacités de transport est principalement constitué de contrats de longue  
 10 durée. Le tableau 1 présente la répartition des contrats par durée, excluant les contrats de  
 11 Enbridge Gas.

Tableau 1

Dates de fin de contrat	Contrats en vigueur au				
	2023-10-01 (%)	2023-11-01 (%)	2024-11-01 (%)	2025-11-01 (%)	2026-11-01 (%)
2023-10-31	5	0	0	0	0
2024-10-31	0	0	0	0	0
2027-10-31	32	36	36	36	36
2030-12-31	27	27	27	27	27
2031-10-31	23	23	23	23	23
2032-10-31	9	9	9	9	9
2040-10-31	5	5	5	5	5
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

12 Pour l’année 2023-2024, deux tiers des contrats ont une durée de 7 ans ou moins, et l’autre tiers  
 13 a une durée jusqu’à 17 ans.

14 Pour l’année 2023-2024, l’équilibre est presque atteint en prévision entre les besoins en pointe  
 15 et les outils disponibles pour y répondre. Pour combler le léger écart, un service de pointe est  
 16 prévu pour répondre à d’éventuels besoins de la première année du plan d’approvisionnement.

<sup>2</sup> R-4076-2018, pièces B-0058, Énergir-H, Document 2 et B-0192, Énergir-H, Document 10.

1 Il est à noter que la refonte du service interruptible (R-3867-2013, phase 4) pourrait également  
2 modifier les besoins d’approvisionnement, mais l’impact précis sur le plan d’approvisionnement  
3 ne peut être projeté tant que le nouveau service interruptible ne sera pas en vigueur. Dans  
4 l’intervalle, pour établir le plan d’approvisionnement 2024-2027, aucun service interruptible  
5 découlant de la refonte n’a été utilisé sur l’horizon du plan. Cependant, pour combler les besoins  
6 réels pour l’année 2023-2024, Énergir pourrait tenter de conclure une entente particulière pour  
7 un service de pointe, comme celle soumise et approuvée dans la Cause tarifaire 2022-2023, dans  
8 le cas où les coûts négociés seraient plus avantageux que les autres alternatives<sup>3</sup>.

9 Pour les années 2023-2024 à 2026-2027, Énergir compte sur les nouvelles capacités de retrait  
10 qui seront disponibles aux sites d’Intragaz<sup>4</sup>. Aussi, les livraisons en franchise de gaz de source  
11 renouvelable (GSR) sont considérées en partie en remplacement de capacités de transport. Les  
12 détails relatifs à cet outil d’approvisionnement seront présentés à la section 3.

## 1.2 FOURNITURE DE GAZ NATUREL

13 La stratégie d’acquisition de fourniture d’Énergir pour les années financières 2023-2024 à  
14 2026-2027 est adaptée pour refléter les mouvements de la structure d’approvisionnement.

15 Pour l’année 2023-2024, Énergir procédera par appels d’offres pour les achats contractés  
16 d’avance à Dawn, Empress ou Parkway. Comme par le passé, elle sélectionnera les fournisseurs  
17 en fonction des critères suivants : la prime demandée, la notation de crédit et l’expérience passée.

18 En ce qui concerne l’initiative d’approvisionnement responsable en gaz naturel (l’Initiative), depuis  
19 la Cause tarifaire 2019-2020<sup>5</sup>, la Régie a pris acte de la volonté d’Énergir de s’approvisionner en  
20 achats responsables. Depuis, plusieurs contrats ont été signés avec différents fournisseurs et le  
21 total d’approvisionnement en gaz de réseau issu de l’Initiative représente plus de 30 % du total  
22 d’approvisionnement en gaz de réseau pour 2021-2022. À ce jour, plusieurs fournisseurs<sup>6</sup> ont  
23 obtenu la certification EO100<sup>TM</sup>, et certains producteurs sont également en démarche afin de  
24 quantifier leur performance, notamment plus spécifiquement quant aux émissions de GES de

25

---

<sup>3</sup> R-4177-2021, B-0252, Énergir-H, Document 13 et D-2022-131, paragr. 30 et 32. Voir aussi l’article 14.3.2.7 des *Conditions de service et Tarif*.

<sup>4</sup> R-4151-2021, décision D-2021-140 (paragr. 175 à 177 et 462); R-4157-2021, décisions D-2021-130 et D-2021-131; R-4158-2021, décision D-2021-115.

<sup>5</sup> R-4076-2018, décision D-2019-141 (paragr. 224).

<sup>6</sup> <https://energystandards.org/certified-sites/>.

1 leurs opérations. Cela tient compte du fait qu'*Equitable Origin* a publié des mises à jour  
2 importantes de sa norme de certification en janvier 2023<sup>7</sup>, *Equitable Origin* a élaboré une  
3 méthodologie de calcul de l'intensité des GES des producteurs gaziers, qui exigera une mesure  
4 de déclaration de l'intensité globale des GES des segments applicables de la chaîne de valeur  
5 du gaz naturel. Ce protocole fournira des précisions et des mesures supplémentaires sur les  
6 émissions de gaz à effet de serre.

7 Dans le cadre de la deuxième mouture de l'Initiative, qui débute le 1<sup>er</sup> avril 2023, Énergir souhaite  
8 encourager des producteurs qui développent des méthodologies crédibles et vérifiées par des  
9 tiers indépendants qui permettent de quantifier la réduction des émissions de méthane et autres  
10 gaz à effet de serre. Ces nouveaux référentiels émergents sur le marché peuvent offrir un niveau  
11 de transparence additionnel qui serait cohérent avec les objectifs de l'Initiative d'Énergir.

12 Énergir souhaite également jouer un rôle de premier plan dans la transition énergétique et être  
13 un partenaire n'hésitant pas à partager publiquement les informations pertinentes à ses  
14 opérations. Dans son rapport sur la résilience climatique 2022<sup>8</sup>, Énergir identifie l'Initiative comme  
15 étant un des indicateurs permettant de suivre l'incidence de ses orientations stratégiques en  
16 matière de décarbonation dans sa chaîne de valeur. À ce titre, pour l'approvisionnement en gaz  
17 naturel d'origine fossile acheté par Énergir (gaz de réseau), l'entreprise vise à ce que 100 % de  
18 ses achats se fassent dans le cadre de l'Initiative d'ici 2030. Ainsi, Énergir poursuivra ses efforts  
19 afin d'attirer de nouveaux fournisseurs et d'augmenter la proportion du gaz de réseau achetée  
20 sous l'Initiative.

21 Pour ce faire, Énergir vise à reconduire l'Initiative pour toutes les années du plan  
22 d'approvisionnement 2024-2027 en majorant la prime annuelle maximale pour les coûts associés  
23 à l'Initiative à [REDACTED]. Cette prime annuelle maximale pourrait mener à plus de 80 %  
24 l'approvisionnement en gaz de réseau issu de l'Initiative à partir de l'année 2023-2024.  
25 Cependant, Énergir tient à préciser que le pourcentage du volume de 80 % du gaz de réseau est  
26 une estimation du niveau qui pourrait être atteint en fonction de la prime annuelle maximale et  
27 non pas une limite. Si la prime annuelle maximale permettait d'acquérir un volume de gaz plus  
28 important par le versement d'une prime unitaire plus basse qu'estimée, Énergir le ferait tout en

29

---

<sup>7</sup> EO100™ [Addendum A: A Greenhouse Gas Intensity Quantification Methodology](#) et [Addendum B: Key Performance Indicators for Public Disclosure](#).

<sup>8</sup> [Résilience sur résilience climatique, Énergir, 2022](#).

1 assurant une diversité d’approvisionnement. Il est également important de noter que dans le  
2 contexte actuel, l’atteinte de l’objectif de 100 % est ambitieuse, mais Énergir mise sur l’évolution  
3 rapide de ce marché pour être en mesure d’y arriver. Toutefois, si les conditions de marché, la  
4 disponibilité ou la flexibilité contractuelle ne permettaient pas d’atteindre la cible, Énergir ne  
5 tenterait pas de l’atteindre à tout prix. En effet, Énergir s’assurera de maintenir une diversité de  
6 fournisseurs et des profils d’achat conformes avec ses pratiques courantes.

7 Finalement, et comme mentionné lors des derniers dossiers tarifaires, Énergir s’engage à  
8 effectuer une reddition de compte dans le cadre du rapport annuel à l’égard des achats effectués  
9 en vertu de l’Initiative<sup>9</sup>. Énergir demeure prudente dans ses engagements afin de conserver la  
10 flexibilité dont la clientèle pourrait avoir besoin si le contexte gazier entraînait un changement des  
11 besoins aux différents points d’achat.

12 La section 2.1 décrit plus amplement les contrats existants, ainsi que les volumes d’achat de gaz  
13 naturel qu’Énergir prévoit contracter d’avance pour l’année 2023-2024.

14 Quant aux clients en achat direct et à prix fixe, leurs livraisons seront effectuées à Dawn.

### 1.3 AUTRES SOURCES D’APPROVISIONNEMENT

15 Depuis 2018, Énergir planifie des réceptions de GSR dans son plan d’approvisionnement. Énergir  
16 planifie que de nouveaux approvisionnements en GSR deviendront disponibles sur l’horizon du  
17 plan d’approvisionnement.

18 Il est également à noter que, comme les années précédentes, Énergir adopte une approche  
19 prudente quant à la disponibilité future du GSR produit sur son territoire. Bien que  
20 l’approvisionnement en gaz des futurs producteurs de GSR en territoire soit prévu au plan  
21 d’approvisionnement, son impact sur les outils disponibles pour répondre au besoin de pointe  
22 n’est pris en compte que deux ans après leur mise en service, dans la mesure où les quantités  
23 produites quotidiennement sont constantes.

24 Finalement, au paragraphe 492 de la décision D-2020-057, la Régie ordonnait à Énergir  
25 « d’assurer une veille relativement à la mise en place d’un mécanisme de certification pour le

---

<sup>9</sup> Voir à ce sujet le dernier suivi à ce jour déposé dans le cadre du Rapport annuel 2022 (R-4209-2022, pièce B-0092, Énergir-12, Document 14).

1 [GSR] et de lui en faire rapport annuellement, dans le cadre de son plan d'approvisionnement ».  
2 Énergir informe la Régie que comme présenté dans sa preuve sur l'étape D du dossier  
3 R-4008-2017<sup>10</sup>, elle a mis en place un processus d'attestation qui lui permet de démontrer aux  
4 clients volontaires que les volumes de GSR qu'ils achètent sont d'origine organique, que les  
5 inventaires de GSR disponibles à la vente sont suffisants pour couvrir les volumes vendus aux  
6 clients sur une base annuelle, que chaque molécule de GSR n'est achetée et vendue qu'une  
7 seule fois et, finalement, que les volumes de GSR ont réellement été produits et injectés dans un  
8 réseau de gaz naturel nord-américain étant relié au point de livraison contractuel. Un premier  
9 audit a donc eu lieu à l'été 2022 pour certifier les quantités de GSR vendues au cours de l'année  
10 civile 2021. Le prochain exercice de certification de la période de janvier à décembre 2022 est  
11 prévu en juin 2023.

#### 1.4 ÉQUILIBRAGE

12 Les besoins en équilibrage sont en partie comblés par les sites d'entreposage situés sur le  
13 territoire d'Énergir. Ces sites sont composés de l'usine LSR et des deux sites d'entreposage  
14 souterrains d'Intragaz (Saint-Flavien et Pointe-du-Lac).

15 L'usine LSR est un outil d'approvisionnement de pointe. Elle est utilisée comme l'un des derniers  
16 outils d'approvisionnement.

17 Les caractéristiques physiques du site de Saint-Flavien permettent, à partir de l'année 2023-2024,  
18 une modulation des retraits en fonction de la température. Ainsi, les retraits quotidiens et  
19 mensuels varieront en fonction des températures réelles. Également, comme la capacité de retrait  
20 en pointe dépend de l'inventaire du site, il est possible que celui-ci soit moins utilisé en début  
21 d'hiver, pour en préserver la capacité de retrait en journée de pointe. Dans ce cas, le retrait du  
22 site d'entreposage de Pointe-du-Lac pourrait être privilégié puisque celui-ci permet d'y réinjecter  
23 de la fourniture en période de redoux.

24 Les caractéristiques du site d'entreposage de Pointe-du-Lac permettent une modulation des  
25 injections et des retraits en cours de journée, sur la période de l'hiver, avec une dernière fenêtre  
26 de nominations, trois heures avant la fin de la journée gazière, qui peut être utilisée dans certaines  
27 conditions. De plus, ce site peut être cyclé lorsque des capacités de transport sont disponibles à

---

<sup>10</sup> R-4008-2017, B-0732, Gaz Métro-8, Document 1, Annexe 2.

1 cette fin. Ainsi, le gaz peut être retiré et réinjecté par la suite, permettant de maintenir un débit  
2 élevé de retrait et offrant un volume total de gaz sur la période de l'hiver supérieur à la capacité  
3 physique du site. Il est généralement le dernier outil utilisé avant l'interruption, en partie ou en  
4 totalité, de la clientèle au service interruptible. Cependant, comme mentionné précédemment, il  
5 pourrait être utilisé davantage que le site d'entreposage de Saint-Flavien lors de périodes de froid  
6 en début d'hiver, soit en novembre et en décembre.

7 Les besoins d'équilibrage en cours de journée gazière sont, quant à eux, comblés en utilisant le  
8 site d'entreposage souterrain situé à Dawn, au sud de l'Ontario. Ce site d'entreposage est un outil  
9 très flexible en termes de débit de gaz journalier. Il permet une modulation des besoins de gaz  
10 en cours de journée gazière par ses diverses fenêtres de nominations, notamment les fenêtres  
11 STS, et est le seul outil qui permet de les utiliser. Ainsi, les capacités de retrait ou d'injection de  
12 ce site permettent de répondre aux fluctuations de la demande de la clientèle tout au long de  
13 l'année. En général, la flexibilité de cet outil est surtout utilisée en dehors des journées froides de  
14 l'hiver. En journée froide, l'outil permet surtout d'éviter de faire des achats additionnels à Dawn  
15 et peut permettre d'optimiser financièrement les coûts de la fourniture lorsque ceux-ci sont plus  
16 élevés que pendant la saison estivale. Le plan d'approvisionnement tient compte du nouveau  
17 contrat d'entreposage qui a été conclu à l'hiver 2023<sup>11</sup>.

18 Énergir couvre aussi les besoins d'équilibrage par des achats de gaz naturel effectués  
19 directement à Dawn et/ou Parkway, les volumes afférents étant transportés sur des contrats de  
20 transport FTSH et/ou STS de TCPL combinés, selon le cas, à des capacités de transport M12 de  
21 Enbridge Gas.

22 Finalement, Énergir a considéré l'interruption de la liquéfaction du client GM GNL comme outil de  
23 pointe. À cet effet, lors des journées d'interruption de la liquéfaction du client GM GNL, Énergir  
24 utilisera le gaz naturel devant normalement être liquéfié par GM GNL pour répondre à la demande  
25 de la clientèle de l'activité réglementée, soit la daQ. En contrepartie, GM GNL pourra retirer de  
26 l'inventaire réservé à la daQ, une quantité de GNL équivalente aux volumes qui auraient dû être  
27 liquéfiés.

28 Énergir a établi son plan d'approvisionnement 2024-2027 en supposant :

---

<sup>11</sup> Énergir-H, Document 4.

- 1 • la réalisation des projets d'Intragaz liés à l'entreposage (voir dossier R-4157-2021);
- 2 • la réalisation du projet d'Énergir d'augmentation de la capacité de la conduite reliant les
- 3 installations d'Intragaz à Saint-Flavien (voir dossier R-4158-2021);
- 4 • la conclusion d'un nouveau contrat de service d'emmagasinage à chacun des sites de
- 5 Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien pour une durée de 10 ans à compter du 1<sup>er</sup> mai 2023;
- 6 • le maintien de l'ensemble de ses autres capacités d'entreposage.

### **1.5 CONCLUSION**

7 Sur l'horizon du plan 2024-2027, la structure d'approvisionnement est principalement composée  
8 de capacités de transport en provenance de Dawn (via Parkway). Le plan d'approvisionnement  
9 serait à peu près en équilibre en 2023-2024 et en excédent d'approvisionnement pour les trois  
10 autres années du plan, si les hypothèses prévues se réalisaient.

11 Les sections 2 et 3 ci-après présentent plus spécifiquement les orientations prises dans la  
12 planification des approvisionnements gaziers sur l'horizon 2024-2027.

## **2 CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS**

1 Cette section porte principalement sur les différents contrats d'approvisionnement déjà contractés  
2 par Énergir. La structure d'approvisionnement est présentée par composante : la fourniture de  
3 gaz naturel, le transport et l'équilibrage.

### **2.1 FOURNITURE DE GAZ NATUREL**

#### **2.1.1 Clients au service de fourniture de gaz naturel d'Énergir**

4 Énergir achète le gaz retiré par les clients au service de fourniture de gaz naturel du  
5 distributeur. Elle le fait à différents points de réception et auprès de différents fournisseurs.  
6 De plus, Énergir achète et fournit le gaz de compression nécessaire au transport du gaz  
7 naturel, et ce, pour l'ensemble de la clientèle, incluant les clients en achat direct et les  
8 clients ayant convenu d'une entente à prix fixe auprès d'un fournisseur spécifique.

9 Le portefeuille de contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz naturel d'Énergir est  
10 présenté à l'annexe 1, page 1. La date d'échéance, le point de livraison, la période  
11 d'achat, ainsi que les volumes quotidiens et annuels reliés à chacun de ces contrats pour  
12 le plan d'approvisionnement 2024-2027 y sont spécifiés. Le tableau présente également  
13 les totaux visés au plan d'approvisionnement de l'année 2023-2024 et le ratio qui est  
14 contracté à ce jour par rapport à ces totaux. Comme présenté à la page 1 de l'annexe 1,  
15 à ce jour, onze contrats de fourniture sont existants. Énergir projette sécuriser près de  
16 50 % des achats totaux au service de fourniture de gaz naturel avant le début de l'année  
17 financière 2023-2024.

18 Selon la structure d'approvisionnement projetée pour l'année 2023-2024, la page 2 de  
19 l'annexe 1 présente la répartition mensuelle des achats prévus de fourniture de gaz  
20 naturel par point d'achat, ainsi que les quantités qu'Énergir prévoit contracter d'avance  
21 avant le début de l'année financière 2023-2024, en fonction du scénario de l'hiver chaud.

22 Dans le scénario d'hiver normal, la majeure partie des achats de fourniture de gaz naturel  
23 à contracter par Énergir (64,5 %) serait effectuée à Dawn ou Parkway, et principalement  
24 en hiver, alors que l'autre portion du gaz naturel serait contractée à Empress (34,4 %).  
25 Finalement, des achats de gaz naturel seraient effectués sur le territoire d'Énergir (1,1 %).

1 La stratégie d'achat à Dawn considère la prévision des retraits de l'entreposage à Dawn,  
2 qui sont surtout concentrés sur les mois de décembre à février, lorsque les besoins en  
3 flexibilité opérationnelle le permettent. Pour les mois d'octobre et novembre, Énergir  
4 tentera de prioriser des achats à Dawn plutôt que d'effectuer des retraits de l'entreposage  
5 à Dawn. En effet, pour ces mois, le service d'injection est interruptible et la variation de la  
6 consommation en cours de journée gazière est plus importante, ce qui fait que le besoin  
7 de flexibilité opérationnelle prévaut sur le profil d'injection prévu.

8 La stratégie d'achat à Dawn considère également les besoins en achats responsables de  
9 gaz naturel découlant de l'Initiative, ce qui peut nécessiter des achats d'avance en dehors  
10 de la période d'hiver.

11 Pour la période d'hiver, certains achats projetés à Dawn et Empress ne seront pas  
12 concrétisés d'avance afin de conserver une certaine flexibilité permettant ainsi d'avoir une  
13 marge de manœuvre lors des journées plus chaudes de l'hiver. En fonction des conditions  
14 de marché et des conditions météo, ces achats pourraient être concrétisés en cours  
15 d'hiver.

16 Considérant la quantité importante d'achats à Dawn pour le mois d'avril et le fait que les  
17 retraits sont interruptibles aux sites d'entreposage à Dawn, Énergir contractera d'avance  
18 une partie des achats projetés pour ce mois en proportion moindre que pendant les mois  
19 les plus froids de l'hiver.

20 Énergir pourrait attendre la fin de l'hiver 2023-2024 avant de contracter des achats en  
21 bloc à Empress pour les mois de mai à septembre, afin de conserver une certaine  
22 flexibilité pour moduler les achats en fonction des résultats de l'hiver et de la projection de  
23 la demande. De plus, selon les quantités requises, une plus grande partie des achats des  
24 mois d'août et septembre pourra être réalisée sur une base « spot » afin de moduler les  
25 achats en fonction des besoins d'injection aux sites d'entreposage à Dawn. En effet, un  
26 niveau d'inventaire de presque 100 % entraîne une gestion plus précise des injections à  
27 planifier sur cette période et, par le fait même, sur les achats de gaz naturel.

28 Cette approche permet de conserver toute la marge de manœuvre relativement au niveau  
29 d'achats de fourniture à concrétiser à la suite du constat de la demande réelle observée  
30 durant la période d'hiver. Cependant, en fonction des prix et conditions de marché et des

1 niveaux d'inventaire, Énergir pourrait ajuster cette stratégie dans le cas où il soit prévu  
2 que ce soit avantageux pour la clientèle.

#### Volume de fourniture requis pour l'année 2023-2024

3 Pour l'année 2023-2024, le volume total de la fourniture de gaz naturel à acheter par  
4 Énergir est estimé à 2 499 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. De cette quantité, 2 341 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> sont attribués  
5 spécifiquement à la demande de fourniture de gaz naturel de la clientèle. La différence  
6 est requise pour couvrir le restant de la demande (gaz perdu et usage d'Énergir), la  
7 variation nette des retraits et injections d'inventaires, ainsi que le gaz de compression<sup>12</sup>  
8 requis pour transporter la fourniture jusqu'au territoire d'Énergir et pour injecter aux sites  
9 d'entreposage.

10 Il est à noter qu'au volume total mentionné ci-dessus, vient s'ajouter le volume contracté  
11 pour les clients engagés auprès d'Énergir dans une entente de fourniture à prix fixe,  
12 approvisionnés par un fournisseur spécifique. Pour l'année 2023-2024, le volume annuel  
13 est estimé à 183 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

#### Prix du service de fourniture

14 Le prix moyen de référence pour la fourniture de gaz naturel pour l'année 2023-2024 est  
15 de 18,907 ¢/m<sup>3</sup> (4,99 \$/GJ). La section 1.2 « Hypothèses énergétiques » de la  
16 pièce Énergir-H, Document 2 présente le détail de l'évaluation des prix de fourniture.

#### Sécurité d'approvisionnement de la fourniture de gaz naturel

17 Empress et Dawn sont des points liquides et comme le gaz naturel est une commodité,  
18 les prix s'ajustent automatiquement en fonction de l'offre et de la demande. Énergir n'est  
19 donc pas préoccupée quant à la disponibilité de la fourniture à ces deux points  
20 d'approvisionnement. Mentionnons qu'advenant une production de GSR moins élevée  
21 qu'anticipée, Énergir compenserait au besoin par des achats de gaz naturel équivalents.

### **2.1.2 Clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété**

22 Les clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété, incluant les clients  
23 qui fournissent leur propre service de transport, s'approvisionnent directement auprès de

---

<sup>12</sup> Les pourcentages de gaz de compression projetés sont indiqués à l'annexe 2, page 3.

1 leur fournisseur. De son côté, le client en biogaz, desservi par un réseau dédié,  
2 s'approvisionne directement sur le territoire d'Énergir.

3 Pour l'année 2023-2024, le volume annuel de tous ces clients est estimé à 3 574 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>,  
4 dont 40 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> proviennent des volumes projetés pour les clients au service de gaz  
5 d'appoint concurrence.

## 2.2 TRANSPORT

6 Les modalités relatives aux capacités quotidiennes et annuelles de transport inscrites dans les  
7 différents contrats avec les transporteurs TCPL, Enbridge Gas et les tierces parties sont  
8 présentées à l'annexe 2, page 1. Ce document détaille les débits au 1<sup>er</sup> octobre 2023 et au  
9 1<sup>er</sup> novembre de chacune des quatre années du plan d'approvisionnement, ainsi que les  
10 échéances des différents contrats de transport. Les modalités de renouvellement y sont  
11 également indiquées.

12 La Carte 1 de la pièce Énergir-H, Document 1 illustre les différents segments de transport (items  
13 encadrés). Le portefeuille de contrats de transport que possède Énergir peut être décomposé en  
14 plusieurs segments, incluant les contrats de transport par échange.

### 2.2.1 Services de transport du distributeur

15 Les capacités de transport PFLD-NBJ totalisent 2 243 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (85 000 GJ/jour) au  
16 1<sup>er</sup> octobre 2023. Énergir détient également des capacités de transport depuis Dawn et  
17 Parkway qui sont fonctionnalisés principalement pour répondre aux besoins de transport  
18 de la clientèle. Ces capacités totalisent 18 132 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (687 040 GJ/jour) au 1<sup>er</sup> octobre  
19 2023.

### 2.2.2 Services de transport et d'équilibrage fournis par le client

20 Pour l'année 2023-2024, deux clients – excluant le client en biogaz – détiendront une  
21 capacité journalière moyenne de 116 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Le volume annuel total de la clientèle  
22 qui fournit son service de transport s'élève à 42 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (excluant le client en biogaz).

23 L'hypothèse voulant que ce nombre de clients demeure stable pour toute la durée du plan  
24 d'approvisionnement est utilisée. Les modalités prévues aux *Conditions de service et Tarif*

1 pour les clients désirant contracter leur propre transport (cession ou préavis de sortie) font  
2 en sorte que les autres clients d'Énergir seront tenus indemnes des choix des clients.

3 L'apport des livraisons des clients ayant leur propre service de transport – incluant le client  
4 en biogaz – aux outils d'approvisionnement de pointe passe de 203 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en  
5 2022-2023 à 223 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en 2023-2024, représentant globalement une augmentation  
6 de 20 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour.

7 Tous les clients qui utilisent leur propre service de transport ont opté pour le service  
8 d'équilibrage du distributeur. Seul le client en biogaz n'est pas assujéti à ce service : étant  
9 sur un réseau dédié, Énergir ne peut lui procurer le service d'équilibrage du distributeur.

### 2.2.3 Gaz d'appoint

10 Une demande de 80 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> au service de gaz d'appoint concurrence est projetée pour  
11 l'année 2023-2024, exception faite pour les mois de décembre 2023 et de février 2024,  
12 où aucun volume n'est projeté. Ainsi, la capacité de transport additionnelle requise pour  
13 desservir cette clientèle a été intégrée au plan d'approvisionnement. Toutefois, aucune  
14 capacité n'est contractée à cet effet. Énergir concrétisera l'achat de la capacité au besoin,  
15 lorsque les contrats de gaz d'appoint seront réalisés en cours d'année.

### 2.2.4 Coûts de transport

16 Les différents tarifs prévus à déboursé à TCPL et à Enbridge Gas pour l'utilisation du  
17 transport contracté sur leur réseau sont présentés à l'annexe 2, page 2.

#### Gaz d'appoint concurrence

18 Les coûts de transport associés aux volumes de gaz d'appoint concurrence, en  
19 provenance de Dawn, sont à un prix unitaire projeté de 0,758 ¢/m<sup>3</sup>.

## 2.3 ENTREPOSAGE

20 Le portefeuille d'outils d'entreposage des clients d'Énergir est constitué de quatre sites : les deux  
21 sites d'Intragaz (Pointe-du-Lac et Saint-Flavien), le site d'entreposage à Dawn et l'usine LSR. La  
22 Carte 1 de la pièce Énergir-H, Document 1 illustre les différents sites d'entreposage (items  
23 encerclés).

1 Le tableau de l'annexe 3, page 1 détaille les contrats actuellement détenus par Énergir pour ses  
2 clients avec chacune des parties. La pièce indique, pour chaque contrat, les volumes totaux  
3 d'entreposage, ainsi que les capacités de retrait et d'injection. L'échéance relative à chacun des  
4 contrats y est également spécifiée.

### **2.3.1 Capacité d'espace, de retrait et d'injection**

5 Conformément à la décision D-2021-140 (paragr. 152), Énergir a contracté une capacité  
6 d'entreposage à Dawn, lui permettant d'atteindre la capacité d'injection nécessaire à la  
7 flexibilité opérationnelle requise. Les détails de ce nouveau contrat ainsi que les analyses  
8 associées sont déposés à la pièce Énergir-H, Document 4.

### **2.3.2 Coûts d'entreposage**

9 Les tarifs des sites d'entreposage à Dawn et d'Intragaz, pour les sites de Pointe-du-Lac  
10 et de Saint-Flavien, sont présentés à l'annexe 3, page 2.

### 3 PLANIFICATION D'APPROVISIONNEMENTS

1 Cette section décrit les outils d'approvisionnement requis pour les quatre années du plan. La  
2 première sous-section présente la structure d'approvisionnement requise pour la première année  
3 du plan d'approvisionnement, alors que les sous-sections subséquentes présentent les structures  
4 requises sur l'horizon du plan quadriennal et selon les différents scénarios : base, haut et bas.

5 L'équilibre de la première année et les excédents d'approvisionnement des trois dernières années  
6 du plan d'approvisionnement sont présentés au tableau 2.

**Tableau 2**

Année du plan	Outils d'approvisionnement en transport (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)  Excédents (+) / Déficits (-) par année
2023-2024	0
2024-2025	406
2025-2026	118
2026-2027	1 131

#### 3.1 PLANIFICATION POUR L'ANNÉE 2023-2024

##### 3.1.1 Établissement des outils de l'année 2023-2024

###### Établissement du débit quotidien d'approvisionnement requis

7 Le plan d'approvisionnement est établi afin de s'assurer que les approvisionnements  
8 soient suffisants pour répondre à la demande projetée au scénario de base et présentée  
9 à la section 4 de la pièce Énergir-H, Document 2.

10 Dans sa décision D-2009-156<sup>13</sup>, la Régie approuvait que le débit quotidien des outils  
11 d'approvisionnement pour sécuriser le plan d'approvisionnement soit fixé à la valeur  
12 maximale entre les outils requis pour répondre à la demande continue en journée de  
13 pointe et ceux requis pour répondre à la demande saisonnière de l'hiver extrême.

<sup>13</sup> R-3690-2009, décision D-2009-156, paragr. 107.

1 Lors de l'hiver 2022-2023, Énergir a cependant constaté que malgré l'application des  
2 nouvelles modalités des retraits interdits lors d'interruption<sup>14</sup>, plusieurs clients  
3 interruptibles ont tout de même consommé du gaz naturel en journée de pointe.

4 Étant donné que les nouvelles modalités pour les retraits interdits sont très dissuasives,  
5 Énergir estime que la majorité des consommations en retraits interdits lors de cette  
6 journée de pointe était issue de clients qui ne peuvent pas réellement s'interrompre et qui  
7 n'ont pas trouvé de gaz d'appoint pour éviter une interruption (GAI) pour cette journée.

8 Comme en journée de pointe, Énergir peut interdire le GAI, l'exclusion de ces clients du  
9 calcul de la demande continue met à risque la sécurité d'approvisionnement. Ainsi,  
10 Énergir a inclus les clients qu'elle a estimé incapables de s'interrompre, en se basant sur  
11 les retraits interdits effectués lors de la journée de pointe de l'hiver 2022-2023, dans la  
12 demande du service continu dans le scénario de base du présent plan  
13 d'approvisionnement. Ceci permet d'assurer que leur consommation soit couverte lors  
14 d'une journée de pointe éventuelle.

15 Il est à noter que ceci n'a pas d'impact sur les contrats de ces clients, au niveau tarifaire.  
16 Ces clients demeurent au tarif de distribution D<sub>5</sub>. Cependant, comme des outils couvrant  
17 leurs besoins auront été achetés afin de maximiser les revenus de transport, ces clients  
18 ne seront pas interrompus. Toutefois, afin de ne pas avantager ces clients lors des  
19 journées d'interruption, la consommation réelle qui aura été mesurée pour eux leur sera  
20 facturée au plus élevé du prix moyen du GAI ou du prix de la fourniture et du transport du  
21 distributeur.

22 Cette solution a été jugée comme étant la plus prudente et équitable à court terme, mais  
23 Énergir reconnaît qu'elle déroge à l'esprit du tarif interruptible. À cet effet, Énergir a  
24 amorcé des discussions avec l'Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)  
25 et rencontrera prochainement les autres clients du service interruptible. Ces rencontres  
26 ont pour objectif de proposer éventuellement à la Régie une solution pérenne au problème  
27 posé par les clients au tarif de distribution D<sub>5</sub> estimés incapables de s'interrompre.

28 Le détail de l'établissement de la demande au service continu en journée de pointe et du  
29 débit quotidien requis en hiver extrême est présenté à l'annexe 4.

---

<sup>14</sup> R-4177-2021, décision D-2022-123, paragr. 600.

1 Le tableau suivant présente les résultats et le débit quotidien d'approvisionnement requis  
2 pour l'année 2023-2024.

**Tableau 3**

	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
Demande continue en journée de pointe	36 780
Débit quotidien hiver extrême	35 645
<b>Maximum (demande de pointe; hiver extrême)</b>	<b>36 780</b>

#### Outil de maintien de fiabilité

3 Conformément à la décision D-2022-136 de la Régie, la nouvelle méthodologie de l'outil  
4 de maintien de fiabilité est en vigueur depuis 2022-2023 et un fonds de prévoyance sera  
5 constitué au besoin chaque hiver.

#### Outils d'approvisionnement pour répondre aux besoins d'approvisionnement

6 Le tableau 5 répertorie les différents outils d'approvisionnement disponibles, leur débit  
7 journalier maximal respectif, ainsi que la capacité d'approvisionnement déficitaire établie  
8 en considérant le débit quotidien maximal de chaque outil. Cette capacité déficitaire  
9 correspond aux achats d'un outil de pointe requis à court terme, soit l'option la moins  
10 coûteuse selon les hypothèses retenues.

11 Il est à noter qu'Énergir a intégré, comme outil d'approvisionnement en pointe, la  
12 possibilité d'interrompre la liquéfaction du client GM GNL. La valeur de cet outil de pointe  
13 correspond au potentiel de liquéfaction quotidien prévu du service continu du client  
14 GM GNL.

15 À noter également qu'Énergir considère la production de GSR dans les outils  
16 d'approvisionnement en pointe, en fonction des volumes réels stables observés lors de  
17 l'hiver précédent au moment de la production de la cause tarifaire (soit deux ans avant la  
18 première année du plan d'approvisionnement) ou deux ans après les mises en service  
19 prévues.

1 Par ailleurs, lors de la Cause tarifaire 2019-2020<sup>15</sup>, Énergir a informé la Régie qu'elle avait  
2 révisé à la baisse la capacité de vaporisation garantie quotidienne de l'usine LSR, en  
3 tenant compte de la philosophie de redondance dite « N+1 ». Énergir a alors expliqué  
4 qu'elle contracterait un outil d'approvisionnement de pointe afin de pallier cette réduction  
5 de capacité ferme. En février 2022, la Régie a approuvé<sup>16</sup> le projet de remplacement des  
6 équipements de regazéification de l'usine LSR qui permettra, à terme, de combler de  
7 façon permanente le manque à gagner de capacité garantie quotidienne après  
8 l'application de la redondance à l'usine LSR. Compte tenu de certaines contraintes, la fin  
9 des travaux prévue pour octobre 2024 sera retardée à octobre 2025<sup>17</sup>.

10 Dans l'intervalle, d'ici la finalisation de ce projet, la capacité considérée au plan  
11 d'approvisionnement pour la vaporisation sera de 5 490 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, ce qui inclut l'apport  
12 d'un vaporisateur temporaire.

---

<sup>15</sup> R-4076-2018, B-0184, Énergir-H, Document 1, pp. 79 à 81.

<sup>16</sup> R-4178-2021, décision D-2022-024, paragr. 73 et 77.

<sup>17</sup> R-4209-2022, B-0141, Énergir-30, Document 1.

Tableau 5

Sources	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
FTLH primaire (Energir EDA et Energir NDA)	2 243
Transport par échange (EMP-Energir)	0
Achats dans le territoire	11
Transport fourni par les clients	237
FTSH (Dawn-Energir EDA)	2 192
Transport par échange (Dawn-Energir)	2 164
FTSH (Parkway-Energir EDA & NDA)	13 777
STS (Parkway-Energir EDA & NDA)	5 705
Pointe-du-Lac	2 000
Saint-Flavien	2 400
Volet C	0
Usine LSR (vaporisation)	5 490
Interruption de liquéfaction GM GNL	400
Sous-total approvisionnements	36 618
Service de pointe pour combler le déficit	161
Achat de transport	0
<b>Total approvisionnements</b>	<b>36 780</b>

#### Stratégie d'approvisionnement retenue

1 Le total des approvisionnements requis pour l'année 2023-2024 s'élève à  
 2 36 780 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, alors que le débit des approvisionnements actuel est de  
 3 36 619 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour.

4 Pour combler le léger écart de 161 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, Énergir prévoit souscrire, dans le plan  
 5 d'approvisionnement, à un service de pointe pour l'année 2023-2024. Pour le moment,  
 6 Énergir a attribué un coût estimatif de base de ████████ à l'acquisition de ce service. Ce  
 7 coût est approximatif puisqu'en raison des contraintes et des enjeux de marché, aucun  
 8 fournisseur sur le marché n'est en mesure d'offrir de capacité de transport ou de service  
 9 de pointe au moment de la production de la cause tarifaire. En fonction des besoins établis  
 10 à la prévision 0/12, Énergir prévoit être en mesure d'effectuer des ententes – comme elle  
 11

1 l'a fait en 2022-2023 – afin de pouvoir combler le besoin de pointe de la clientèle pour  
2 l'hiver 2023-2024 avec du service de pointe.

3 La provision additionnelle de transport à la journée de pointe est établie comme suit:

**Tableau 6**

<b>Provision additionnelle de transport à la journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>	
Total approvisionnements après achat/vente	36 780
Débit quotidien requis 2023-2024	36 780
<b>Provision additionnelle</b>	0
<b>% du total des approvisionnements</b>	<b>0,00 %</b>

### **3.1.2 Demande et sources d'approvisionnement gazier**

4 L'annexe 5 présente la planification mensuelle pour l'année 2023-2024.

5 La demande totale s'élève à 3 617 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> pour la période de l'hiver 2023-2024.  
6 L'approvisionnement disponible pour répondre à la demande totale avant interruption se  
7 chiffre à 3 613 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, incluant les retraits des inventaires. Ainsi, un volume d'interruption  
8 de 4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> est requis pour répondre à la demande d'hiver.

9 Durant l'été 2024, la demande totale prévue s'élève à 3 123 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, incluant les besoins  
10 d'injection aux sites d'entreposage.

11 L'approvisionnement défini pour répondre à la demande considère les différentes  
12 capacités de transport disponibles, les achats pour la compression, les volumes d'achat  
13 de gaz naturel à Dawn (gaz de réseau et achat direct), ainsi que les retraits des sites  
14 d'entreposage.

### **3.1.3 Stratégie d'approvisionnement et analyse de rentabilité**

15 Pour le plan d'approvisionnement 2024-2027, il n'y a pas lieu de procéder à une analyse  
16 de rentabilité, car il n'existe pas d'alternative disponible sur le marché à la structure  
17 retenue pour l'année 2023-2024.

### 3.1.4 Coefficient d'utilisation FTLH

1 Le coefficient d'utilisation du transport FTLH/NBJ anticipé pour l'année 2023-2024 est de  
 2 100 %. Au réel, toutefois, il pourrait survenir des situations où il serait plus avantageux  
 3 pour la clientèle de ne pas atteindre un tel coefficient d'utilisation. Si cela se produisait,  
 4 Énergir agirait dans le meilleur intérêt de la clientèle.

### 3.1.5 Nombre maximum de jours d'interruption

5 Le tableau ci-dessous présente le nombre maximum de jours d'interruption pour  
 6 l'année 2023-2024, qui sera intégré à la section « Interruptions » du « Service de  
 7 distribution D<sub>5</sub>; Interruptible » des *Conditions de service et Tarif*.

Tableau 7

Somme du volume souscrit en service continu et du volume projeté quotidien en service interruptible			Nombre maximum de jours d'interruption	
Palier D <sub>5</sub>	compris entre m <sup>3</sup> /jour	et m <sup>3</sup> /jour	Volet A	Volet B
5.5	3 000	10 000	61	20
5.6	10 000	30 000	61	20
5.7	30 000	100 000	44 <sup>18</sup>	30
5.8	100 000	300 000	62	30
5.9	300 000	et plus	67	30

## 3.2 PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2024-2027 – SCÉNARIOS DE BASE, HAUT ET BAS

### 3.2.1 Fourniture de gaz naturel

8 Sur l'horizon du plan d'approvisionnement, Énergir prévoit acheter d'importants volumes  
 9 de gaz naturel à Dawn (ligne 20 de l'annexe 6). Étant donné qu'Énergir détient des  
 10 capacités de transport entre Empress et son territoire, elle effectuera également des  
 11 achats à Empress pour combler ces capacités.

<sup>18</sup> Le nombre plus faible de jours d'interruption s'explique par la prévision de migration de clients de ce sous-tarif en cours d'hiver vers le service continu.

### 3.2.2 Transport

1 À l'année 1 (2023-2024), le plan d'approvisionnement est presque à l'équilibre, avec un  
2 outil de pointe prévu pour répondre à l'écart. Pour les trois autres années (2024-2025 et  
3 2026-2027), un excédent est prévu. Étant donné le contexte serré en approvisionnements  
4 dans le nord-est et l'absence de liquidité de transport sur le marché, Énergir ne prévoit  
5 pas vendre à l'avance ces capacités excédentaires prévues. Dans le cas où cet excédent  
6 était maintenu au réel, Énergir pourra en faire la revente sur le marché secondaire.

### 3.2.3 Équilibrage

7 Énergir prévoit maintenir les capacités d'entreposage sur l'horizon du plan  
8 d'approvisionnement. Le détail des capacités, pour les périodes concernées, se trouve à  
9 l'annexe 6, lignes 26 à 30.

10 Le volume utile de l'usine LSR pour la clientèle réglementée (daQ) est indiqué à la  
11 ligne 26.

12 Un contrat d'entreposage à Dawn est venu à échéance le 31 mars 2023 et Énergir  
13 présente, à la pièce Énergir-H, Document 4, les caractéristiques du nouveau contrat  
14 d'entreposage conclu.

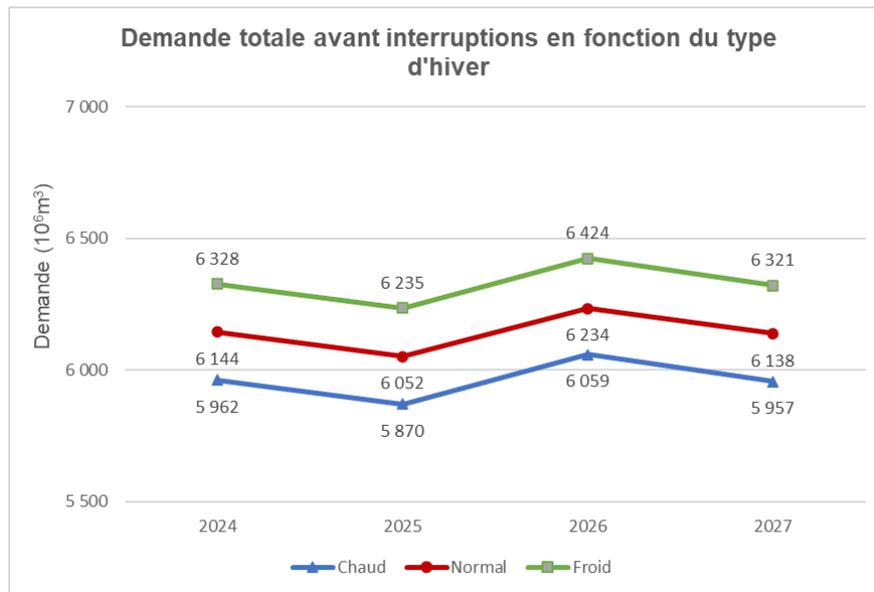
15 Énergir dépose également, à la pièce Énergir-H, Document 5, les caractéristiques qu'elle  
16 désire faire approuver pour les capacités d'entreposage qui viendront à échéance le  
17 31 mars 2024.

### 3.2.4 Impact de la température

18 Afin d'évaluer l'impact potentiel de la température, Énergir utilise une approche  
19 probabiliste pour établir des scénarios chaud et froid. Les scénarios chaud et froid utilisés  
20 se retrouvent à environ un écart-type du scénario normal en fonction de leur impact sur  
21 les outils d'entreposage en franchise.

22 Voici les variations potentielles de la demande pour ces scénarios pour les quatre années  
23 du plan d'approvisionnement 2024-2027 :

Graphique 1



1 Les impacts de ces variations sur les structures d'approvisionnement des scénarios de  
 2 base pour les quatre années du plan sont présentés à l'annexe 7. La majorité des  
 3 variations de la demande dues à la température se répercute par une variation des  
 4 interruptions et des achats à Dawn (GR et AD) résultant de la modulation de la demande.

### 3.2.5 Scénario haut

5 L'annexe 8 présente le plan d'approvisionnement sur un horizon de quatre ans dans le  
 6 cas où les livraisons globales de gaz naturel se situeraient au niveau du scénario haut  
 7 présenté à la section 4.2 de la pièce Énergir-H, Document 2.

8 Pour les quatre années du plan d'approvisionnement, les besoins en journée de pointe  
 9 seraient supérieurs aux outils disponibles dans le scénario haut. Énergir compte combler  
 10 les déficits d'outils en contractant des services de pointe ou, le cas échéant, des ententes  
 11 dans le cadre du nouveau service interruptible (ou des ententes particulières pour un  
 12 service de pointe négocié<sup>19</sup>) pour les années 2023-2024 à 2026-2027. Pour les deux  
 13 dernières années du plan, des achats de capacité de transport supplémentaires seraient  
 14 nécessaires.

<sup>19</sup> Article 14.3.2.7 des *Conditions de service et Tarif*.

### 3.2.6 Scénario bas

1 L'annexe 9 présente le plan d'approvisionnement sur un horizon de quatre ans dans le  
2 cas où les livraisons globales de gaz naturel se situaient au niveau du scénario bas  
3 présenté à la section 4.3 de la pièce Énergir-H, Document 2.

4 Pour les quatre années du plan d'approvisionnement, l'impact d'un scénario bas se  
5 mesure par des capacités de transport excédentaires plus importantes comparativement  
6 au scénario de base. Des ventes de capacités de transport seraient requises (ligne 53 de  
7 l'annexe 9), pour les quatre années.

### 3.3 RISQUE DÉCOULANT DES DIFFÉRENTES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT

8 Dans l'éventualité où un fournisseur faisait défaut de livrer le gaz qu'il s'était engagé à livrer,  
9 Énergir devrait se procurer du gaz de remplacement auprès d'autres fournisseurs actifs dans le  
10 marché. Ce gaz de remplacement pourrait cependant devoir être acheté à un prix supérieur au  
11 prix convenu avec le fournisseur initial. Les ententes en vigueur prévoient toutefois que le  
12 fournisseur en défaut de livraison doit indemniser Énergir pour les coûts additionnels encourus  
13 pour l'acquisition de gaz de remplacement, le cas échéant.

14 La liquidité des marchés, aux points d'achats, pour l'approvisionnement régulier fait en sorte  
15 qu'Énergir est d'avis qu'elle trouvera du gaz de remplacement. Le prix auquel le gaz de  
16 remplacement serait disponible dans le marché peut cependant être influencé par la liquidité des  
17 sources d'approvisionnement au moment de l'achat.

18 Le mécanisme d'indemnisation fait en sorte que les fournisseurs n'ont aucun intérêt financier à  
19 faire défaut quant à leur obligation de livraison.

20 Le risque est donc essentiellement de nature financière et est lié à la solvabilité financière des  
21 fournisseurs, et ce, indépendamment de la source d'approvisionnement.

## 4 REVENUS D'OPTIMISATION PRÉVUS

1 Il y a deux types de revenus d'optimisation : ceux résultant de transactions opérationnelles  
2 prévues au plan d'approvisionnement et ceux résultant de transactions financières potentielles.  
3 Les deux types de transactions sont présentés distinctement dans cette section.

### 4.1 TRANSACTIONS OPÉRATIONNELLES

4 Dans l'établissement de la cause tarifaire, Énergir peut se retrouver avec des capacités  
5 excédentaires de transport. Afin de distinguer les types de transactions opérationnelles requises  
6 au plan d'approvisionnement, les termes suivants sont définis :

- 7 • Vente de transport a priori : Vente de capacités de transport au plan d'approvisionnement  
8 afin de ne pas détenir de capacités de transport excédentaires identifiées par le maximum  
9 entre la demande continue en journée de pointe et la demande saisonnière de l'hiver  
10 extrême. Les ventes sont reliées soit au transport FTLH, soit au transport FTSH à partir  
11 de Dawn ou Parkway. Lorsqu'une vente est réalisée à partir de Parkway, cela implique  
12 généralement la vente de la capacité de transport M12 associée entre Dawn et Parkway.  
13 Ces ventes seront généralement réalisées avant le début de l'année financière ou au plus  
14 tard avant le début de l'hiver;
- 15 • Vente de transport non utilisé : Vente de capacités de transport non utilisées lorsque ces  
16 capacités ne sont pas requises pour répondre à la demande totale (incluant les besoins  
17 d'injection). Les ventes sont reliées soit au transport FTLH, soit au transport FTSH à partir  
18 de Dawn ou Parkway. Lorsqu'une vente est réalisée à partir de Parkway, cela implique  
19 généralement la vente de la capacité de transport M12 associée entre Dawn et Parkway.  
20 Ces ventes se retrouvent principalement, mais non exclusivement, hors de la période  
21 d'hiver.

22 Les revenus d'optimisation résultant des différentes transactions opérationnelles prévues à la  
23 Cause tarifaire 2023-2024 sont présentés dans les sous-sections ci-dessous.

#### 4.1.1 Vente de transport a priori

24 L'année 2023-2024 du plan d'approvisionnement ne prévoit pas de vente de transport  
25 a priori.

#### 4.1.2 Vente de transport non utilisé

1           Aucune vente de transport non utilisé n'est projetée sur l'horizon du plan  
2           d'approvisionnement.

#### 4.2 TRANSACTIONS FINANCIÈRES

3           Compte tenu de sa position géographique et des caractéristiques des divers contrats de transport  
4           et d'entreposage dont elle dispose, Énergir est bien positionnée pour saisir des opportunités de  
5           marché lorsqu'elles se présentent. Pour chaque opportunité identifiée, Énergir procède à une  
6           évaluation et la capte lorsqu'elle ne réduit pas sa capacité à répondre aux besoins de sa clientèle  
7           et qu'il y a une réduction des coûts ou une génération de revenus pour la clientèle.

8           Seuls les revenus d'optimisation pour les transactions financières qui ont déjà été concrétisées  
9           et dont les revenus générés sont fixes sont intégrés à la cause tarifaire.

## **CONCLUSION**

1 Énergir a présenté son plan d'approvisionnement couvrant les années 2024 à 2027  
2 conformément au Règlement.

3 Elle a établi sa structure d'approvisionnement pour répondre à la demande prévue sur l'horizon  
4 du plan et pour assurer la sécurité d'approvisionnement, tout en veillant à ce que le tarif qui en  
5 découle soit juste et raisonnable.

6 Sur l'horizon du plan 2024-2027, Énergir détient une structure d'approvisionnement rapprochée  
7 de son territoire.

8 **Énergir demande à la Régie :**

- 9 • **d'approuver son plan d'approvisionnement pour les années 2024-2027, incluant le**  
10 **présent contexte et la présente stratégie d'approvisionnement;**
- 11 • **d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des informations déposées**  
12 **sous pli confidentiel.**

**CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS**  
**Fourniture de gaz naturel**

	Point de livraison	Échéance	Volume quotidien	Période d'achat		Indice d'achat	Volume annuel	Total contracté Qté / % du visé	Total visé 2024
	(1)	(2)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (3)	Début (4)	Fin (5)	(6)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (7)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (8)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (9)
1	<b>Empress</b>	2024-10-31	1 056	2023-11-01	2024-10-31	5A	32	4%	821
2							<b>TOTAL - Empress</b>		
3	<b>Dawn</b>	2024-03-31	0	2023-10-01	2024-09-30	Dawn	0	0%	1 428
4							<b>TOTAL - Dawn</b>		
5	<b>Territoire d'Énergir</b>	VSH	11	2023-10-01	2024-09-30	Dawn	4	15%	29
6		2037-03-31							
7		GNR (autres)							
8	<b>TOTAL - Territoire Énergir</b>						<b>100,0%</b>		
9									
10	<b>Volume total annuel ( 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> ) :</b>							<b>60,2</b>	<b>2 277</b>
11								<b>2,64%</b>	

**ACHATS DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL PROJETÉS - ANNÉE 2023-2024\***

	Dawn			Empress			Territoire d'Énergir			Achats totaux			
	À contracter d'avance (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	En attente (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Total (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	À contracter d'avance (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	En attente (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Total (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	À contracter d'avance (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	En attente (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Total (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	À contracter d'avance (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	En attente (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Total (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	% à contracter d'avance
oct-23	37	37	73	56	14	70	2,3	0,0	2,3	95	50	145	6,4%
nov-23	77	77	155	36	31	67	2,3	0,0	2,3	116	109	225	9,9%
déc-23	110	110	220	37	32	70	2,3	0,0	2,3	149	142	291	12,8%
janv-24	152	152	304	37	32	70	2,3	0,0	2,3	192	184	376	16,5%
févr-24	107	107	213	35	30	65	2,3	0,0	2,3	144	137	281	12,3%
mars-24	113	113	225	37	32	70	2,3	0,0	2,3	152	145	297	13,0%
avr-24	56	56	113	28	39	67	2,3	0,0	2,3	87	95	182	8,0%
mai-24	13	13	26	29	40	70	2,4	0,0	2,4	45	54	98	4,3%
juin-24	16	16	31	28	39	67	2,4	0,0	2,4	46	55	101	4,4%
juil-24	14	14	27	29	40	70	2,4	0,0	2,4	45	54	99	4,4%
août-24	11	11	23	29	40	70	2,4	0,0	2,4	43	52	95	4,2%
sept-24	9	9	17	28	39	67	2,7	0,0	2,7	40	48	87	3,8%
<b>Total</b>	<b>714</b>	<b>714</b>	<b>1 428</b>	<b>410</b>	<b>410</b>	<b>821</b>	<b>29</b>	<b>0</b>	<b>29</b>	<b>1 153</b>	<b>1 124</b>	<b>2 277</b>	
<b>Prorata du total</b>			<b>62,7%</b>			<b>36,1%</b>			<b>1,3%</b>	<b>50,6%</b>	<b>49,4%</b>		

\* Basé sur le plan d'hiver chaud.

**CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS**  
**Transport**

	Segment (1)	Transporteur (service) (2)	Échéance (3)	Débit total Année 2024 (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> /an) (4)	Débit quotidien					Modalité contractuelle (11)	Note (12)
					2023-10-01 (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> /jour) (5)	2023-11-01 (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> /jour) (6)	2024-11-01 (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> /jour) (7)	2025-11-01 (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> /jour) (8)	2026-11-01 (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> /jour) (10)		
1	Empress-NBJ	TCPL (LTFP)	2030-12-31	703	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	3	
2			2030-12-31	96	264	264	264	264	264	3	
3			2030-12-31	19	53	53	53	53	53	3	
4			<i>sous-tot.</i>		819	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	
5	NBJ-Energir EDA	TCPL (LTFP)	2030-12-31	703	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	3	
6			<i>sous-tot.</i>		703	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	
7	NBJ-Energir NDA	TCPL (LTFP)	2030-12-31	19	53	53	53	53	53	3	
8			2030-12-31	96	264	264	264	264	264	3	
9			<i>sous-tot.</i>		116	317	317	317	317	317	
10	Dawn-Energir EDA	TCPL (FTSH)	2027-10-31	482	1 320	1 320	1 320	1 320	1 320	2	
11			2027-10-31	318	872	872	872	872	872	2	
12			<i>Sous-total</i>		800	2 192	2 192	2 192	2 192	2 192	
14		Tierce partie	2027-10-31	790	2 164	2 164	2 164	2 164	2 164		
15		<i>Sous-total</i>		790	2 164	2 164	2 164	2 164	2 164		
16	Parkway-Energir EDA	TCPL (STS)	2027-10-31	433	1 188	1 188	1 188	1 188	1 188	2	
17			2027-10-31	247	676	676	676	676	676	2	
18			2027-10-31	1 209	3 313	3 313	3 313	3 313	3 313	2	
19			2027-10-31	193	528	528	528	528	528	2	
20			<i>Sous-total</i>		2 082	5 705	5 705	5 705	5 705	5 705	
21		TCPL (FTSH)	2026-10-31	626	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	2	
22			2031-10-31	2 304	6 312	6 312	6 312	6 312	6 312	1	
23			2031-10-31	376	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029	1	
24	2031-10-31	188	515	515	515	515	515	1			
25	2031-10-31	819	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	1			
26	2032-10-31	349	955	955	955	955	955	1			
27	2040-10-31	201	602	602	602	602	602	1			
28	<i>Sous-total</i>		4 862	13 372	13 372	13 372	13 372	13 372			
29	Parkway-Energir NDA	TCPL (FTSH)	2031-10-31	148	405	405	405	405	405	1	
30			<i>Sous-total</i>		148	405	405	405	405	405	
31	Dawn-Parkway	Enbridge Gas (M12)	2027-10-31	626	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	4	
32			2027-03-31	504	1 381	1 381	1 381	1 381	1 381	4	
33			2027-03-31	221	605	605	605	605	605	4	
34			2027-10-31	2 483	6 803	6 803	6 803	6 803	6 803	4	
35			2031-10-31	381	1 043	1 043	1 043	1 043	1 043	4	
36			2031-10-31	190	521	521	521	521	521	4	
37			2031-10-31	825	2 261	2 261	2 261	2 261	2 261	4	
38			2032-10-31	353	968	968	968	968	968	4	
39		<i>Sous-total</i>		5 584	15 298	15 298	15 298	15 298	15 298		
40		Tierce partie		2023-10-31	540	1 479	0	0	0	0	
41	2024-03-31			855	2 342	2 342	0	0	0		1
42	<i>Sous-total</i>				901	3 820	2 342	0	0	0	

**MODALITÉ CONTRACTUELLE**

1. Droit de renouvellement annuel avec préavis de 2 ans.
2. Droit de renouvellement annuel avec préavis de 1 an.
3. Pas de modalité de renouvellement.
4. Préavis de 2 ans pour ne pas renouveler, sinon renouvellement automatique pour 1 an.

**NOTE**

- 1 Contrats non renouvelés. Remplacés par des contrats du marché secondaire (tierce partie).

**TARIFS DE TRANSPORT**

TCPL <sup>1</sup>		Au 1 <sup>er</sup> janvier 2023			
		\$/GJ/mois (1)	\$/GJ (2)	¢/m <sup>3</sup> (3)	
1	<b>FTLH Empress - North Bay Junction - Energir EDA</b>	Prime fixe	44,6395	1,4676	5,561
2	<b>FTLH Empress - North Bay Junction - Energir NDA</b>	Prime fixe	32,1474	1,0569	4,005
3	<b>FTSH Dawn - Energir EDA</b>	<i>Prime fixe</i>	21,2369	0,6982	2,645
4		<i>Surcharge point de réception Union Dawn</i>	0,1314	0,0043	0,016
5		Total	21,3683	0,7025	2,662
6	<b>FTSH Parkway - Energir EDA</b>	Prime fixe	16,4615	0,5412	2,051
7	<b>FTSH Parkway - Energir NDA</b>	Prime fixe	14,3445	0,4716	1,787
8	<b>STS Parkway - Energir EDA/NDA</b>	Prime fixe	16,4615	0,5412	2,051
ENBRIDGE GAS <sup>1</sup>		Au 1 <sup>er</sup> janvier 2023			
		\$/GJ/mois (1)	\$/GJ (2)	¢/m <sup>3</sup> (3)	
9	<b>M12 Dawn à Parkway</b>	Prime fixe	3,760	0,1236	0,468
10		Prime variable		0,0040	0,015
11		Prime variable pour excédent		0,124	0,470

<sup>1</sup> Tous les taux à 100 % CU.

**RATIOS PROJÉTÉS DE GAZ DE COMPRESSION**

TCPL		Projection 2024
1	FTLH Empress-Energir EDA	4,67%
2	FTLH Empress-Energir NDA	3,66%
3	FTLH Empress-Dawn	4,01%
4	FTSH Dawn-Energir EDA	1,32%
5	FTSH Parkway-Energir EDA	1,00%
6	FTSH Parkway-Energir NDA	0,76%
7	STS Parkway-Energir EDA	1,00%
Enbridge Gas		Tarif M12 Dawn à Parkway
8	Octobre	0,818%
9	Novembre	0,975%
10	Décembre	1,104%
11	Janvier	1,271%
12	Février	1,271%
13	Mars	1,271%
14	Avril	1,271%
15	Mai	1,271%
16	Juin	1,271%
17	Juillet	1,271%
18	Août	1,271%
19	Septembre	1,271%

**CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS**  
**Entreposage**

Fournisseur	Contrat	Échéance	Capacité <small>(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</small> <small>(4)</small>	Critère de retrait selon le niveau d'inventaire  <small>(5)</small>	Capacité maximale de retrait <small>( 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour )</small> <small>(6)</small>	Critère d'injection selon le niveau d'inventaire  <small>(7)</small>	Capacité maximale d'injection <small>( 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour )</small> <small>(8)</small>
1 2 Autre fournisseur à Dawn		2024-03-31	58 749		940		693
					470		470
3 4 Enbridge Gas	LST 151	2025-03-31	201 125		2 414 1 609		3 017 3 017
5 6	LST 133	2024-03-31	44 378		533 355		666 666
7	ASN 007	n/a	0	<i>Note 1</i>			
8 9		Total	301 586	> 76 085 < 76 085	3 620 2 413	> 228 256 < 228 256	4 524 4 524
10 11 12 13 14 15 16 17 18 19	Intragaz PdL *	2033-04-30	37 600	[entre ; et] [33 800 ; 37 600] [30 000 ; 33 800] [26 200 ; 30 000] [24 350 ; 26 200] [22 500 ; 24 350] [20 650 ; 22 500] [18 800 ; 20 650] [13 150 ; 18 800] [6 000 ; 13 150] [0 ; 6 000]	2 000 1 800 1 600 1 450 1 300 1 150 1 000 800 500 200	[entre ; et] [0 ; 14 400] [14 400 ; 22 600] [22 600 ; 26 300] [26 300 ; 30 000] [30 000 ; 33 000] [33 000 ; 35 500] [35 500 ; 37 600]	3 000 1 800 1 500 1 200 800 500 150
20 21 22 23 24 25 26 27 28 29	Intragaz Saint-Flavien *	2033-04-30	130 000	[entre ; et] [70 000 ; 130 000] [57 500 ; 70 000] [37 500 ; 57 500] [30 000 ; 37 500] [15 000 ; 30 000] [8 000 ; 15 000] [0 ; 8 000]	2 400 2 200 2 000 1 600 1 200 900 600	[entre ; et] [0 ; 303 120] [303 120 ; 568 350] [568 350 ; 1 136 700] [1 136 700 ; 1 420 875] [1 420 875 ; 2 178 675] [2 178 675 ; 2 652 300] [2 652 300 ; 4 925 700]	22 734 34 101 45 468 60 624 75 780 83 358 90 936
30 31 32 33 34	LSR *	Capacité totale Capacité utile Activité réglementée Client GM GNL	59 400 58 600 53 600 5 000	n/a	5 806 en vaporisation	Liquéfaction brute Liquéfaction nette	330 297

\* Pouvoir calorifique de 37,89 MJ/m<sup>3</sup>.

Note 1 : Contrat de regroupement des capacités de retrait et d'injection sous un seul contrat « Aggregated Storage Nomination Agreement - ASN ».

**TARIFS D'ENTREPOSAGE  
ET RATIOS PROJÉTÉS DE GAZ DE COMPRESSION**

<b>Autre fournisseur à Dawn</b>		<b>000 \$</b>	<b>\$/10<sup>3</sup>m<sup>3</sup></b>
	<b>Prime fixe sur la capacité contractuelle</b>		
1			
2	<b>Prime variable (retrait et injection)</b>		
3	<b>Ratio de gaz de compression</b>		
	Injection 1,30%		
<b>ENBRIDGE GAS</b>		<b>000 \$</b>	<b>\$/10<sup>3</sup>m<sup>3</sup></b>
	<b>Prime fixe sur la capacité contractuelle</b>		
4	LST 151		29,554
5	LST 133		31,070
6	ASN 007	0,000	
7	<b>Prime variable (retrait et injection)</b>		0,227
8	<b>Prime variable (retrait et injection excédentaire)</b>		1,553
	<b>Ratio de gaz de compression</b>		
9	Retrait et injection 0,60%		
10	Retrait et injection excédentaire 1,03%		
<b>INTRAGAZ</b>		<b>\$/mois</b>	
11	<b>Frais mensuel</b>	1 755 800	
	<b>Ratios projetés de gaz de compression - Pointe du Lac</b>		
12	Retrait 3,50%		
13	Injection 0,20%		
	<b>Ratios projetés de gaz de compression - Saint-Flavien</b>		
14	Retrait 0,00%		
15	Injection 0,00%		

## **ANNEXE 4**

### **ÉTABLISSEMENT DE LA DEMANDE CONTINUE EN JOURNÉE DE POINTE ET DES BESOINS D'APPROVISIONNEMENT POUR L'HIVER EXTRÊME**

1 La section 1 de cette annexe présente la méthode d'établissement de la demande continue en  
2 journée de pointe ainsi que les différents éléments ou suivis relatifs à ce sujet, soit :

- 3 • Le détail de la projection de la demande continue en journée de pointe pour la  
4 Cause tarifaire 2023-2024;
- 5 • L'évolution de la demande continue en journée de pointe entre la Cause tarifaire  
6 2022-2023 et la Cause tarifaire 2023-2024;
- 7 • Le détail des calculs des facteurs d'ajustement appliqués sur les résultats de la  
8 régression pour refléter l'année témoin selon l'année de référence ainsi que pour les  
9 trois années précédant l'année témoin; et
- 10 • La projection de volume pour une journée comportant 39 degrés-jour (DJ), 37 DJ pour  
11 le jour précédent et un vent moyen de 15 km/h sur la base des paramètres de la  
12 régression utilisée dans le calcul de la journée de pointe.

13 La section 2 présente la méthode d'établissement du débit quotidien de l'hiver extrême ainsi que  
14 les différents éléments et suivis relatifs à ce sujet, soit :

- 15 • Le détail de l'établissement du débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême pour la  
16 Cause tarifaire 2023-2024; et
- 17 • L'évolution des besoins en hiver extrême entre la Cause tarifaire 2022-2023 et la  
18 Cause tarifaire 2023-2024.

## **1 ÉTABLISSEMENT DE LA JOURNÉE DE POINTE**

### **1.1 MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DE LA DEMANDE EN JOURNÉE DE POINTE**

19 L'évaluation de la demande continue en journée de pointe consiste à établir initialement, pour  
20 chacun des mois d'hiver :

- 1 • La demande de la journée de pointe pour les clients continus, excluant les clients en  
2 combinaison tarifaire, les clients aux paliers 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en combinaison  
3 tarifaire et le client biogaz en réseau dédié (clients visés par la régression), en fonction  
4 d'une régression linéaire; et
- 5 • La demande en journée de pointe des clients exclus de la régression.

6 Par la suite, pour chacun des mois d'hiver, les demandes de pointe de chaque catégorie identifiée  
7 ci-dessus sont additionnées. La demande totale maximale définit la demande en journée de  
8 pointe de l'ensemble de la clientèle continue.

9 Comme expliqué à la section 3.1.1 de la pièce Énergir-H, Document 3, la demande continue  
10 projetée pour les années du plan d'approvisionnement inclut les volumes des clients au tarif D<sub>5</sub>  
11 qui ne peuvent pas réellement s'interrompre lors des jours d'interruption dans le scénario de base.

#### 1.1.1 Demande de la journée de pointe pour l'année 2023-2024 des clients au service continu visés par la régression

12 Les étapes sont les suivantes :

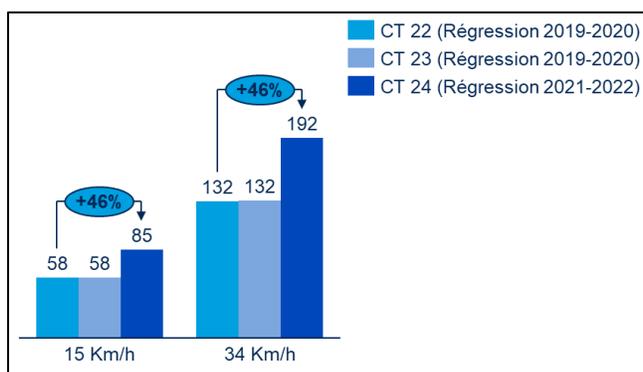
- 13 a) Établissement des paramètres de la régression linéaire : une régression linéaire  
14 est appliquée à la demande quotidienne réelle observée pour les clients au service  
15 continu, excluant les clients en combinaison tarifaire et les clients aux paliers 4.9  
16 et 4.10 qui ne sont pas en combinaison tarifaire. Pour la Cause tarifaire 2023-2024,  
17 la régression basée sur la demande de l'hiver 2021-2022 génère une variation de  
18 la pointe qui ne suit pas la variation du volume projeté pour l'hiver 2023-2024. En  
19 analysant les paramètres, le facteur  $DJ * V$  augmente de façon importante en  
20 comparaison des années précédentes. En effet, ce coefficient est d'une valeur  
21 d'environ deux fois plus élevée que la moyenne sur les dix dernières causes  
22 tarifaires.

**Figure 1**  
**Évolution du facteur DJ \* V**  
**entre les causes tarifaires 2015 à 2024 ( $10^3m^3$ )**



1 L'impact d'une vitesse de vent donné dans la régression de l'hiver 2023-2024  
 2 basée sur l'hiver 2021-2022, fait **augmenter** le besoin en pointe généré par ce  
 3 facteur de près de 50 % de plus que les deux causes tarifaires précédentes, toutes  
 4 choses étant égales par ailleurs (lors d'une journée de pointe comportant 36,6 DJ).  
 5 L'impact d'une vitesse de vent moyen de 15 km/h et d'une vitesse de vent  
 6 correspondant à la journée de pointe de 34 km/h sur le besoin en pointe est  
 7 représenté dans la figure ci-dessous.

**Figure 2**  
**Besoin en pointe généré en fonction**  
**du facteur DJ \* V et de la vitesse du vent ( $TJ$ )**



8 Considérant l'absence d'explication plausible de ce saut du coefficient DJ \* V,  
 9 Énergir ne peut exclure la présence d'une erreur d'échantillonnage. Ainsi, la

1 demande de l'hiver 2019-2020 (du 1<sup>er</sup> novembre 2019 au 31 mars 2020) est  
2 retenue à nouveau pour le calcul de la journée de pointe de l'année 2023-2024;

- 3 b) Établissement de la journée de pointe la plus froide au cours de 30 dernières  
4 années : les paramètres  $D_{Jt}$ ,  $D_{Jt-1}$  et  $D_{Jt} \times v_t$  de la régression linéaire, établis au  
5 point a), sont appliqués aux différentes combinaisons des variables climatiques  
6 réchauffées pour chaque journée des 30 dernières années. La combinaison  $D_{Jt}$ ,  
7  $D_{Jt-1}$  et  $D_{Jt} \times v_t$ , – générant le volume maximal sur cette période – définit la journée  
8 de pointe ainsi que les paramètres d'évaluation de cette journée;
- 9 c) Évaluation de la demande de la journée de pointe pour les clients visés par la  
10 régression : le produit des paramètres de la régression linéaire établis au point a),  
11 et des paramètres de la journée de pointe établis au point b), augmenté du facteur  
12 de base « Constante et Jour de semaine » résultant de la régression; et
- 13 d) Évaluation de la demande de la journée de pointe de l'année 2023-2024, pour les  
14 clients visés par la régression : un facteur d'ajustement est appliqué au calcul  
15 effectué au point c) pour refléter la demande prévue à la Cause tarifaire  
16 2023-2024. Cet ajustement est évalué en comparant la demande des mois d'hiver  
17 prévue à la cause tarifaire avec la demande découlant de l'application de la  
18 régression linéaire aux variables climatiques normales de la cause tarifaire.

### 1.1.2 Demande de la journée de pointe pour les clients au service continu exclus de la régression

19 Les étapes sont les suivantes :

- 20 • La somme des volumes souscrits des clients en combinaison tarifaire est  
21 considérée;
- 22 • La somme des volumes maximums des clients au service continu aux paliers 4.9  
23 et 4.10 qui ne sont pas en combinaison tarifaire, observés et ajustés pour refléter  
24 la projection à l'année témoin, est utilisée; et
- 25 • Le volume mensuel des mois d'hiver du client biogaz en réseau dédié est  
26 considéré.

1 Le Tableau 1 ci-dessous présente l'évaluation de la demande continue pour les cinq  
 2 journées historiquement les plus froides depuis 30 ans en fonction des paramètres de la  
 3 journée de pointe. **La journée du 15 janvier 2004 est identifiée comme la journée de**  
 4 **pointe historique des 30 dernières années, avec un volume projeté de 36 780 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>.**

Tableau 1

Élément	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation - 5 jours les plus froids				
		Base 13 et températures réchauffées				
Date		2004-01-15	1994-01-15	2014-01-02	2016-02-13	2004-01-14
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	14 155,38					
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	412,37	36,54	39,73	37,06	37,78	39,13
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	108,82	39,13	27,59	35,70	25,91	34,43
DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> / DJxkm/h)	2,87	1 151,03	1 015,08	879,78	970,23	452,15
<b>Volume projeté</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )		36 780	36 449	35 843	35 335	35 332

Note : Le paramètre « base » intègre l'apport à la pointe des clients en combinaison tarifaire et celui des clients aux sous-tarifs 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en combinaison tarifaire.

## 1.2 ÉVOLUTION DE LA DEMANDE CONTINUE EN JOURNÉE DE POINTE ENTRE LA CAUSE TARIFAIRE 2022-2023 ET LA CAUSE TARIFAIRE 2023-2024

5 Le tableau 2 présente le calcul détaillé de la demande continue en journée de pointe ainsi  
 6 que l'évolution de celle-ci entre la Cause tarifaire 2022-2023 et la Cause tarifaire 2023-2024.  
 7 L'explication des écarts entre la projection de la demande continue en journée de pointe de  
 8 la Cause tarifaire 2022-2023 et celle de la Cause tarifaire 2023-2024 est également  
 9 présentée.

10 Comme le paramètre « mois » n'est plus utilisé, et comme mentionné dans la Cause tarifaire  
 11 2019-2020<sup>1</sup>, l'information pour la journée de pointe est présentée pour l'ensemble de l'hiver  
 12 plutôt que par mois.

<sup>1</sup> R-4076-2018, B-0184, Énergir-H, Document 1, annexe 7, p. 4.

## Tableau 2

ÉVOLUTION DE LA DEMANDE PROJETÉE EN JOURNÉE DE POINTE  
POUR LA CAUSE TARIFAIRE 2023-2024

1 - Cause 2022-2023		Décembre à Mars	Commentaires
<b>Demande normale projetée (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	2 251 119	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	376 011	
3	Clients 4.9 et 4.10	192 337	
4	Client biogaz en réseau dédié	11 412	
5	Autres	14 644	
			Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
6	Année de régression	2019-2020	Année utilisée à la Cause 2022-2023
7	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)		
8	Base	8 472	
9	DJt	403	
10	DJt-1	106	
11	DJtxDVt	3	
12	Paramètres journée de pointe		
13	DJt	36,60	Paramètres utilisés à la Cause 2022-2023 réchauffés
14	DJt-1	39,17	
15	DJtxDVt	1 154,86	
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
16	Pointe selon formule de régression	30 614	
17	Ajustement pour la demande 2022-2023	1,035	
18	Pointe clients continus purs et Autres	31 683	
19	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 412	
20	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
21	Client biogaz en réseau dédié	97	
22	Journée de pointe = maximum	37 113	
<b>2 - Cause 2022-2023 - Changement de l'année de référence pour la régression</b>			
23	Année de régression	2019-2020	Année utilisée à la Cause 2023-2024
24	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)		
25	Base	8 472	
26	DJt	403	
27	DJt-1	106	
28	DJtxDVt	3	
29	Paramètres journée de pointe		
30	DJt	36,60	Paramètres utilisés à la Cause 2022-2023 réchauffés
31	DJt-1	39,17	
32	DJtxDVt	1 154,86	
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
33	Pointe selon formule de régression	30 614	
34	Ajustement pour la demande 2022-2023	1,035	
35	Pointe clients continus purs et Autres	31 683	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 412	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	97	
39	Journée de pointe = maximum	37 113	
40	<b>Variation de la pointe - Paramètres de la régression</b>	<b>0</b>	Impact des paramètres de la régression 2023-2024 (I.39 - I.22)

Tableau 2 (suite)

<b>3 - Cause 2022-2023 - Changement de l'année de référence pour les paramètres de la journée de pointe</b>			
41	Année de régression	2019-2020	Année utilisée à la Cause 2023-2024
42	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)		
43	Base	8 472	
44	DJt	403	
45	DJt-1	106	
46	DJtxDVt	3	
47	Paramètres journée de pointe		
48	DJt	36,54	Paramètres utilisés à la Cause 2023-2024 réchauffés
49	DJt-1	39,13	
50	DJtxDVt	1 151,03	
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
51	Pointe selon formule de régression	30 575	
52	Ajustement pour la demande 2022-2023	1,035	
53	Pointe clients continus purs et Autres	31 643	
54	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 412	
55	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
56	Client biogaz en réseau dédié	97	
57	Journée de pointe = maximum	<b>37 073</b>	
58	<b>Variation de la pointe - Paramètres de la journée de pointe</b>	<b>-40</b>	Impact des paramètres de la journée de pointe 2023-2024 (I.57 - I.39)
<b>4 - Cause Tarifaire 2023-2024</b>			
		Décembre à Mars	
<b>Demande normale projetée (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
59	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	2 235 303	
60	Clients continus en combinaison tarifaire	387 495	
61	Clients 4.9 et 4.10	192 337	
62	Client biogaz en réseau dédié	14 600	
63	Autres	14 676	
----- Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie			
64	Année de régression	2019-2020	Année utilisée à la Cause 2023-2024
65	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)		
66	Base	8 472	
67	DJt	403	
68	DJt-1	106	
69	DJtxDVt	3	
70	Paramètres journée de pointe		
71	DJt	36,54	Paramètres utilisés à la Cause 2023-2024 réchauffés
72	DJt-1	39,13	
73	DJtxDVt	1 151,03	
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
74	Pointe selon formule de régression	30 575	
75	Ajustement pour la demande 2023-2024	1,024	
76	Pointe clients continus purs et Autres	31 297	
77	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 443	
78	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
79	Client biogaz en réseau dédié	119	
80	Journée de pointe = maximum	<b>36 780</b>	
81	<b>Variation de la pointe - Demande 2023-2024</b>	<b>-294</b>	Impact de la variation de la demande 2023-2024 (I.80 - I.57)
82	<b>Sommaire des variations</b>		
83	Impact du changement de l'année de regression	0	ligne 40
84	Impact du changement des paramètres de la journée de pointe	-40	ligne 58
85	Impact de la variation de la demande du service continu	-294	ligne 81
86	<b>Variation totale de la pointe vs Cause Tarifaire 2022-2023</b>	<b>-334</b>	

### 1.3 DÉTAIL DU CALCUL DU FACTEUR D'AJUSTEMENT

1 Le tableau ci-dessous présente le détail du calcul du facteur d'ajustement appliqué à la  
 2 demande de pointe de la clientèle visée par la régression selon l'année de référence de la  
 3 régression utilisée pour la Cause tarifaire 2023-2024, et les quatre dernières années de  
 4 référence. Énergir a également calculé l'année 2021-2022 à des fins de comparaison.

**Tableau 3**

(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Année de référence de la régression				
	CT 2024 2019-2020 Froide	2021-2022 Froide	2020-2021 Chaude	2019-2020 Froide	2018-2019 Froide
<b>Calcul du facteur d'ajustement</b>					
1 Volume d'hiver projeté selon régression (A)	2 581 571	2 603 214	2 500 316	2 580 097	2 556 433
2 Volume d'hiver visé de l'année témoin (B)	2 642 469	2 591 263	2 667 068	2 635 979	2 622 884
3 Ajustement pour la demande (C=B/A)	1,0236	0,9954	1,0667	1,0260	1,0260
4 <b>Demande pointe selon régression (D)</b>	<b>30 575</b>	<b>31 549</b>	<b>29 952</b>	<b>30 724</b>	<b>30 391</b>
5 <b>Demande pointe année témoin (E=DxC)</b> <b>(Clients visés par la régression)</b>	<b>31 297</b>	<b>31 404</b>	<b>31 950</b>	<b>31 387</b>	<b>31 181</b>
6 <i>Comparaison vs</i>		0,34%	1,74%	-1,76%	-0,66%

### 1.4 ÉVALUATION DU VOLUME POUR UNE JOURNÉE À 39 DJ, 37 DJ LE JOUR PRÉCÉDENT ET VENT MOYEN

5 À titre informatif, le tableau suivant présente la projection de volume pour une journée comportant  
 6 39 DJ, 37 DJ pour le jour précédent et un vent moyen de 15 km/h sur la base des paramètres de  
 7 la régression utilisée dans le calcul de la journée de pointe.

**Tableau 4**

Élément	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Volume
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	14 155,38		14 155
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	412,37	39	16 083
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	108,82	37	4 026
DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> / DJxkm/h)	2,87	585	1 676
<b>Volume projeté (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			<b>35 940</b>

## 2 DÉBIT QUOTIDIEN POUR RÉPONDRE A L'HIVER EXTRÊME

1 En plus de la demande en journée de pointe, il est nécessaire de déterminer les besoins en  
2 approvisionnement advenant qu'un hiver extrême se produise. Contrairement à la journée de  
3 pointe, qui est un événement qui se produit une journée donnée, l'hiver extrême est un  
4 phénomène qui s'étend sur toute la période de l'hiver.

5 Certaines situations potentielles en cours d'hiver entraînent une incertitude sur la demande à  
6 approvisionner, comme :

- 7 • la variabilité de la demande continue et interruptible;
- 8 • l'incertitude des prévisions météorologiques; et
- 9 • les conséquences de la gestion des interruptions et des pratiques commerciales d'Énergir,  
10 incluant le respect de la garantie de service au volet B.

11 De plus, l'effritement des approvisionnements découlant de l'utilisation des sites d'entreposage  
12 dans le territoire d'Énergir influencera le niveau des outils disponibles pour répondre à la  
13 demande de la clientèle durant la période de l'hiver. Par exemple, l'utilisation des sites d'Intragaz  
14 entraîne une baisse des inventaires disponibles qui se répercute également par une baisse des  
15 capacités de retrait. Cette situation entraînera une utilisation plus importante à l'usine LSR durant  
16 un hiver extrême, et donc, un effritement de l'inventaire de ce site. Ainsi, afin d'assurer la sécurité  
17 d'approvisionnement pour l'hiver extrême, des outils d'approvisionnement comme des capacités  
18 de transport fermes sont nécessaires durant tout l'hiver pour ralentir l'effritement excessif de  
19 l'inventaire de ces sites d'entreposage.

20 Ces éléments ne peuvent être quantifiés pour permettre une évaluation précise des outils requis  
21 pour couvrir l'hiver extrême. Énergir s'assure toutefois de sécuriser les outils d'approvisionnement  
22 nécessaires pour être en mesure de faire face à ces situations, c'est-à-dire de détenir les outils  
23 pour répondre à l'hiver extrême. Pour ce faire, elle évalue un plan d'approvisionnement pour  
24 répondre à la demande de la clientèle considérant les conditions climatiques d'un hiver extrême.

25 La méthode d'évaluation de l'hiver extrême est décrite ci-dessous.

## 2.1 IDENTIFICATION DE L'HIVER EXTRÊME

- 1 L'hiver historique le plus froid des 30 dernières années est identifié en appliquant :
- 2 • les paramètres des conditions climatiques « degrés-jours et vent » de la régression
  - 3 linéaire obtenus pour l'établissement de la journée de pointe de la demande continue<sup>1</sup>;
  - 4 • les combinaisons « degrés-jours et vent » réchauffés observés au cours des 30 dernières
  - 5 années, évalués en base 13 °C.

6 Le Tableau 5 présente les volumes projetés de la clientèle continue visée par la régression  
7 pour les cinq hivers historiquement les plus froids en fonction du calcul décrit ci-dessus, soit  
8 uniquement les conditions climatiques. L'hiver 2014-2015 présente le volume projeté le plus  
9 élevé et constitue alors l'hiver extrême des 30 dernières années.

**Tableau 5**

Année	Volumes projetés (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )
2014-2015	1 647 126
2013-2014	1 644 320
1993-1994	1 591 017
2018-2019	1 575 680
2002-2003	1 553 070

## 2.2 ÉTABLISSEMENT DE LA DEMANDE POUR L'HIVER EXTRÊME

10 La demande saisonnière de l'hiver extrême des clients aux services continu et interruptible dont  
11 les consommations sont influencées par la température est établie comme suit :

### Clientèle au service continu

- 12 • L'application des paramètres de la régression linéaire utilisée au plan
- 13 d'approvisionnement pour répartir la demande annuelle en demande quotidienne
- 14 – considérant les facteurs calorifiques ( $DJ_t$  et  $DJ_{t-1}$ ), le facteur croisé de la température et

---

<sup>1</sup> Le facteur de base ainsi que le facteur d'ajustement pour refléter la demande de la cause tarifaire ne sont pas considérés dans ce calcul. Étant des constantes, ces facteurs modifieraient les volumes projetés de chaque année d'une même valeur, mais ne changeraient pas l'identification de l'hiver extrême.

1 du vent ( $DJ_t \times V_t$ ) – aux combinaisons quotidiennes « degrés-jours et vent » réchauffées  
2 de l'hiver extrême identifié, soit l'hiver 2014-2015;

- 3 • À cette demande est additionnée la portion continue de la demande des clients en  
4 combinaison tarifaire et les clients aux paliers 4.9 et 4.10 sans combinaison tarifaire, ces  
5 clients ayant été exclus de la régression. Le volume moyen de cette clientèle, pour chacun  
6 des mois, est utilisé;
- 7 • Pour les raisons expliquées à la section 3.1.1 de la pièce Énergir-H, Document 3, pour la  
8 Cause tarifaire 2023-2024, exceptionnellement, l'établissement de la demande au service  
9 continu pour l'hiver extrême inclut la demande des clients au service interruptible estimés  
10 incapables de s'interrompre, conformément à l'établissement de la demande de la journée  
11 de pointe.

#### Clientèle au service interruptible

- 12 • L'application des paramètres d'une régression linéaire basée sur la demande mensuelle  
13 projetée avant interruption, comme utilisée au plan d'approvisionnement pour répartir la  
14 demande annuelle en demande quotidienne – considérant les facteurs calorifiques ( $DJ_t$ ) –  
15 aux degrés-jours réchauffés de l'hiver extrême identifié, soit l'hiver 2014-2015<sup>2</sup>.

16 Considérant les degrés-jours réchauffés de l'hiver 2014-2015, la demande saisonnière de  
17 l'ensemble de la clientèle avant interruption, excluant les volumes de gaz d'appoint concurrence,  
18 s'élève à  $3\,688\,10^6\text{m}^3$ .

### **2.3 ÉTABLISSEMENT DU DÉBIT QUOTIDIEN POUR RÉPONDRE À L'HIVER EXTRÊME**

19 Les outils d'approvisionnement pour répondre à l'hiver extrême sont établis de façon à répondre  
20 à la totalité de la demande, et ce, pour chacune des journées de l'hiver extrême, en considérant  
21 les outils contractés par Énergir, l'effritement des outils dans son territoire (Saint-Flavien,  
22 Pointe-du-Lac et l'usine LSR) et le nombre maximal de jours d'interruption prévu aux *Conditions*  
23 *de service et Tarif*.

---

<sup>2</sup> Pour la clientèle au service interruptible, une régression sur les données réelles observées ne peut être effectuée en raison des journées d'interruption et des volumes consommés en gaz d'appoint pour éviter une interruption (GAI) qui sont présents dans la base de données. L'application d'une régression sur les données réelles observées biaiserait donc les résultats de la régression.

1 Pour l'usine LSR, la capacité utilisée est réduite de la capacité réservée par GM GNL. Le plan  
 2 d'hiver extrême est par ailleurs optimisé en considérant la liquéfaction en hiver. De plus, le  
 3 concept d'inventaire minimum a été modifié d : aucun retrait à l'usine LSR n'est permis lorsque la  
 4 valeur d'inventaire est inférieure au plus grand de l'utilisation maximale historique pour le reste  
 5 de l'hiver et de la capacité maximale de vaporisation pour une journée.

6 **Pour la Cause tarifaire 2023-2024, le débit quotidien requis pour répondre à la demande en**  
 7 **hiver extrême est de 35 645 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour.**

#### 2.4 ÉVOLUTION DES BESOINS EN HIVER EXTRÊME ENTRE LA CAUSE TARIFAIRE 2022-2023 ET LA CAUSE TARIFAIRE 2023-2024

8 Le tableau 6 présente et explique la variation des besoins en hiver extrême entre la  
 9 Cause tarifaire 2022-2023 et la Cause tarifaire 2023-2024.

Tableau 6

Données de l'hiver extrême			
	2022-2023	2023-2024	Écart
	Volume (1)	Volume (2)	(3) = (2) - (1)
1 Année référence de l'hiver extrême	2014-2015	2014-2015	
<b>Demande totale avant interruption (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
2 Continue	3 593	3 575	-18
3 Interruptible volet A	74	73	-2
4 Interruptible volet B	74	40	-34
5 Total	3 742	3 688	-53
<b>Demande moyenne (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>			
6 Continue	23 796	23 522	-275
7 Interruptible volet A	493	480	-13
8 Interruptible volet B	490	264	-226
9 Total	24 780	24 265	-514
<b>Demande maximale (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>			
10 Continue	33 201	32 302	-899
11 Interruptible volet A	679	837	158
12 Interruptible volet B	769	414	-354
13 Total	34 649	33 553	-1 095
14 Total	34 649	33 553	-1 095
15 Besoins d'approvisionnement (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	36 612	35 645	-967

**DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER - ANNÉE 2023-2024**

	oct-23 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (1)	nov-23 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (2)	déc-23 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (3)	janv-24 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (4)	févr-24 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (5)	mars-24 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (6)	avr-24 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (7)	mai-24 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (8)	juin-24 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (9)	juil-24 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (10)	août-24 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (11)	sept-24 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (12)	Hiver (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (13)	Été (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (14)	Total (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (15)	
<b>DEMANDE</b>																
1	Tarif D <sub>1</sub>	176	272	392	461	425	364	216	111	81	71	70	91	1 913	816	2 730
2	Tarif D <sub>3</sub>	21	25	24	23	25	26	23	20	19	18	18	19	124	138	262
3	Tarif D <sub>4</sub>	224	228	254	273	236	260	226	221	208	220	215	199	1 251	1 513	2 764
4	Total Continue	427	533	679	767	696	659	472	357	313	314	309	314	3 333	2 506	5 839
5	Interruptible	11	18	26	21	21	23	21	14	12	6	6	7	110	76	186
6	Client biogaz en réseau dédié	3	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	18	21	39
7	Gaz d'appoint concurrence	11	9	0	2	0	4	4	8	9	11	13	9	15	65	80
8	<b>Sous-total Demande</b>	<b>452</b>	<b>563</b>	<b>709</b>	<b>793</b>	<b>721</b>	<b>690</b>	<b>500</b>	<b>383</b>	<b>336</b>	<b>333</b>	<b>330</b>	<b>333</b>	<b>3 476</b>	<b>2 668</b>	<b>6 144</b>
9	Gaz de la compagnie et autres comp.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	3
10	Gaz perdu	2	3	3	4	3	3	2	2	2	2	2	2	17	13	29
11	Compression - transport	10	12	16	20	16	15	8	8	7	7	8	6	80	55	134
12	Compression - entreposage	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	1	0	3	2	5
13	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	<b>Sous-total avant injections</b>	<b>465</b>	<b>578</b>	<b>730</b>	<b>819</b>	<b>741</b>	<b>709</b>	<b>511</b>	<b>393</b>	<b>346</b>	<b>343</b>	<b>340</b>	<b>341</b>	<b>3 577</b>	<b>2 738</b>	<b>6 315</b>
<b>INVENTAIRES injections</b>																
15	Entreposage souterrain à Dawn	0	0	0	0	0	0	6	15	52	67	70	56	0	266	266
16	LSR (daQ)	9	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	9	18
17	Pointe-du-Lac	8	0	4	5	13	0	0	0	0	0	0	0	22	8	30
18	Saint-Flavien	6	0	10	0	0	0	0	22	24	21	18	9	10	101	111
19	Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	<b>Sous-total injections et échanges</b>	<b>24</b>	<b>9</b>	<b>14</b>	<b>5</b>	<b>13</b>	<b>0</b>	<b>6</b>	<b>37</b>	<b>75</b>	<b>88</b>	<b>88</b>	<b>66</b>	<b>40</b>	<b>384</b>	<b>425</b>
21	<b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>489</b>	<b>587</b>	<b>744</b>	<b>824</b>	<b>755</b>	<b>709</b>	<b>517</b>	<b>430</b>	<b>421</b>	<b>431</b>	<b>428</b>	<b>407</b>	<b>3 617</b>	<b>3 123</b>	<b>6 740</b>
<b>APPROVISIONNEMENT</b>																
22	FTLH Emp - Energir - avant vente	70	67	70	70	65	70	67	70	67	70	70	67	341	480	821
23	Transport par échange Emp - Energir	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Transport fourni par les clients	4	3	4	4	3	4	3	4	3	4	4	3	18	25	42
25	Gaz d'appoint - Transport client	0	9	0	2	0	4	0	0	0	0	0	0	15	0	15
26	FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Cession / vente de transport FTLH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	<b>Sous-total Transports</b>	<b>73</b>	<b>80</b>	<b>73</b>	<b>75</b>	<b>68</b>	<b>78</b>	<b>71</b>	<b>73</b>	<b>71</b>	<b>73</b>	<b>73</b>	<b>71</b>	<b>374</b>	<b>505</b>	<b>879</b>
29	Achats dans le territoire	2,315	2,315	2,315	2,315	2,315	2,315	2,315	2,421	2,421	2,421	2,421	2,657	12	17	29
30	Achats à Empress (GR)	3	3	3	4	3	3	2	3	3	3	3	3	17	21	38
31	Achats à Dawn (GR)	73	180	270	304	273	266	117	29	31	27	23	17	1 293	318	1 611
32	Livraisons à Dawn (AD)	321	300	310	310	290	310	304	318	310	321	323	309	1 521	2 207	3 728
33	Biogaz	3	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	18	21	39
34	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	<b>Sous-total réceptions, achats &amp; livraisons</b>	<b>403</b>	<b>490</b>	<b>590</b>	<b>624</b>	<b>572</b>	<b>586</b>	<b>429</b>	<b>355</b>	<b>349</b>	<b>357</b>	<b>354</b>	<b>335</b>	<b>2 862</b>	<b>2 583</b>	<b>5 445</b>
<b>INVENTAIRES retraits</b>																
36	Entreposage souterrain à Dawn	12	17	75	85	64	9	0	0	0	0	0	0	248	12	260
37	LSR (daQ)	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	6	7	13
38	Pointe-du-Lac	0	0	5	10	7	0	0	0	0	0	0	0	23	0	23
39	Saint-Flavien	0	0	0	26	40	35	16	0	0	0	0	0	101	16	117
40	Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	<b>Sous-total retraits et échanges</b>	<b>12</b>	<b>18</b>	<b>80</b>	<b>123</b>	<b>112</b>	<b>45</b>	<b>17</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>378</b>	<b>34</b>	<b>412</b>
42	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>489</b>	<b>587</b>	<b>743</b>	<b>821</b>	<b>753</b>	<b>709</b>	<b>517</b>	<b>430</b>	<b>421</b>	<b>431</b>	<b>428</b>	<b>407</b>	<b>3 613</b>	<b>3 123</b>	<b>6 736</b>
43	<b>INTERRUPTIONS BRUTES</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-2</b>	<b>-2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-4</b>	<b>0</b>	<b>-4</b>

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2024-2027**

	2024			2025			2026			2027			
	Hiver (1)	Été (2)	Total (3)	Hiver (4)	Été (5)	Total (6)	Hiver (7)	Été (8)	Total (9)	Hiver (10)	Été (11)	Total (12)	
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>													
1	Continue	3 333	2 506	5 839	3 272	2 485	5 758	3 333	2 604	5 937	3 279	2 564	5 843
2	Interruptible	110	76	186	100	75	176	101	77	178	101	76	176
3	Gaz d'appoint	15	65	80	15	65	80	15	65	80	15	65	80
4	Client biogaz en réseau dédié	18	21	39	18	21	39	18	21	39	18	21	39
5	<b>Sous-total</b>	<b>3 476</b>	<b>2 668</b>	<b>6 144</b>	<b>3 406</b>	<b>2 646</b>	<b>6 052</b>	<b>3 467</b>	<b>2 766</b>	<b>6 234</b>	<b>3 413</b>	<b>2 725</b>	<b>6 138</b>
6	Interruptions	-4	0	-4	-3	0	-3	-4	0	-4	-5	0	-5
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	18	14	32	18	14	31	18	14	32	18	14	32
8	Compression (transport et entreposage)	82	57	139	81	56	137	82	57	139	80	57	137
9	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	<b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>3 573</b>	<b>2 738</b>	<b>6 311</b>	<b>3 501</b>	<b>2 716</b>	<b>6 217</b>	<b>3 564</b>	<b>2 838</b>	<b>6 402</b>	<b>3 505</b>	<b>2 796</b>	<b>6 302</b>
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>													
11	Transport												
12	FTLH / NBJ (primaire et secondaire)	341	480	821	339	480	819	339	480	819	339	480	819
13	Transport par échange (Emp-Energir)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Transport fourni par les clients	18	25	42	18	25	42	18	25	42	18	25	42
15	Transport gaz d'appoint	15	0	15	15	0	15	15	0	15	15	0	15
16	FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	<b>Transport Emp-Energir</b>	<b>374</b>	<b>505</b>	<b>879</b>	<b>371</b>	<b>505</b>	<b>876</b>	<b>371</b>	<b>505</b>	<b>876</b>	<b>371</b>	<b>505</b>	<b>876</b>
18	Achats dans le territoire	12	17	29	16	23	39	35	55	90	46	64	110
19	Achat à Empress pour compression	17	21	38	17	21	38	17	21	38	17	21	38
20	Achats à Dawn (GR)	1 293	318	1 611	1 253	322	1 576	1 253	330	1 582	1 198	320	1 518
21	Livraisons à Dawn (AD)	1 521	2 207	3 728	1 490	2 176	3 666	1 532	2 236	3 769	1 510	2 205	3 715
22	Biogaz	18	21	39	18	21	39	18	21	39	18	21	39
23	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Retraits - injections	337	-350	-13	335	-352	-17	337	-330	8	345	-339	6
25	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>3 573</b>	<b>2 738</b>	<b>6 311</b>	<b>3 501</b>	<b>2 716</b>	<b>6 217</b>	<b>3 564</b>	<b>2 838</b>	<b>6 402</b>	<b>3 505</b>	<b>2 796</b>	<b>6 302</b>
<b>ENTREPOSAGE (capacité)</b>													
		(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	
26	LSR (daQ)		2,0	53,6		2,0	53,6		2,0	53,6		2,0	53,6
27	Pointe-du-Lac		1,4	37,6		1,4	37,6		1,4	37,6		1,4	37,6
28	Saint-Flavien		4,6	121,9		4,6	121,9		4,6	121,9		4,6	121,9
29	Entreposage souterrain à Dawn		11,5	301,6		11,5	301,6		11,5	301,6		11,5	301,6
30	<b>TOTAL</b>		<b>19,6</b>	<b>514,7</b>									
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</b>													
		(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)		(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)		(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)		(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)	
31	Journée de pointe - continue		1 394	36 780		1 372	36 213		1 403	37 030		1 373	36 226
32	Besoins hiver extrême		1 351	35 645		1 327	35 025		1 365	36 027		1 352	35 672
33	Maximum		1 394	36 780		1 372	36 213		1 403	37 030		1 373	36 226
<b>Approvisionnements</b>													
34	FTLH / NBJ (primaire et secondaire)		85	2 243		85	2 243		85	2 243		85	2 243
35	Transport par échange (EMP - Energir)		0	0		0	0		0	0		0	0
36	Achats dans le territoire - GNR		0	11		0	11		0	11		8	222
37	Transport clients et biogaz		9	237		9	237		9	239		9	237
38	FTSH (Dawn - EDA)		83	2 192		83	2 192		83	2 192		83	2 192
39	Transport par échange (Dawn - EDA)		82	2 164		82	2 164		82	2 164		82	2 164
40	FTSH (Parkway - Energir)		522	13 777		522	13 777		522	13 777		522	13 777
41	STS		216	5 705		216	5 705		216	5 705		216	5 705
42	Pointe-du-Lac		76	2 000		76	2 000		76	2 000		76	2 000
43	Saint-Flavien		91	2 400		91	2 400		91	2 400		91	2 400
44	Outil de maintien de fiabilité		0	0		0	0		0	0		0	0
45	LSR (vaporisation)		208	5 490		208	5 490		228	6 017		228	6 017
46	Service de pointe*		6	161		0	0		0	0		0	0
47	Interruption de liquéfaction GM GNL		15	400		15	400		15	400		15	400
48	<b>Sous-total approvisionnements</b>		<b>1 394</b>	<b>36 780</b>		<b>1 387</b>	<b>36 618</b>		<b>1 408</b>	<b>37 148</b>		<b>1 415</b>	<b>37 357</b>
49	<b>Impact de la refonte du service interruptible</b>		<b>0</b>	<b>0</b>									
50	<b>TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)</b>		<b>1 394</b>	<b>36 780</b>		<b>1 387</b>	<b>36 618</b>		<b>1 408</b>	<b>37 148</b>		<b>1 415</b>	<b>37 357</b>
51	<b>Provision additionnelle avant achat / (vente)</b>		<b>0</b>	<b>0</b>		<b>15</b>	<b>406</b>		<b>4</b>	<b>118</b>		<b>43</b>	<b>1 131</b>
52	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (l.50/l.47)		0,0%	0,0%		1,1%	1,1%		0,3%	0,3%		3,0%	3,0%
53	<b>Achat / (vente) de transport a priori</b>		<b>0</b>	<b>0</b>		<b>-15</b>	<b>-406</b>		<b>-4</b>	<b>-118</b>		<b>-43</b>	<b>-1 131</b>
54	<b>TOTAL approvisionnements après achat / (vente)</b>		<b>1 394</b>	<b>36 780</b>		<b>1 372</b>	<b>36 213</b>		<b>1 403</b>	<b>37 030</b>		<b>1 373</b>	<b>36 226</b>
55	<b>Provision additionnelle après achat / (vente)</b>		<b>0</b>	<b>0</b>									
56	% du total approvisionnements après achat / (vente) (l.54/l.53)			0,0%			0,0%			0,0%			0,0%

\* Les capacités de service de pointe sont prévisionnelles et ne sont pas concrétisées.

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2024-2027**  
**Impact potentiel de la température**

	2024 (1)		2025 (2)		2026 (3)		2027 (4)	
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>								
1 Continue	[ 5 660 ; 6 020 ]		[ 5 579 ; 5 938 ]		[ 5 765 ; 5 945 ]		[ 5 665 ; 5 882 ]	
2 Interruptible	[ 183 ; 189 ]		[ 173 ; 179 ]		[ 175 ; 360 ]		[ 173 ; 320 ]	
3 Gaz d'appoint	80		80		80		80	
4 Client biogaz en réseau dédié	39		39		39		39	
5 <b>Sous-total</b>	<b>[ 5 962 ; 6 328 ]</b>		<b>[ 5 870 ; 6 235 ]</b>		<b>[ 6 059 ; 6 424 ]</b>		<b>[ 5 957 ; 6 321 ]</b>	
6 Interruptions	[ -2 ; -12 ]		[ -2 ; -12 ]		[ -1 ; -15 ]		[ -2 ; -19 ]	
7 Gaz perdu et usage de la compagnie	[ 31 ; 33 ]		[ 31 ; 32 ]		[ 32 ; 33 ]		[ 31 ; 33 ]	
8 Compression (transport et entreposage)	[ 135 ; 143 ]		[ 133 ; 141 ]		[ 135 ; 143 ]		[ 132 ; 141 ]	
9 Écart de mesurage	0		0		0		0	
10 <b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>[ 6 126 ; 6 492 ]</b>		<b>[ 6 032 ; 6 397 ]</b>		<b>[ 6 225 ; 6 585 ]</b>		<b>[ 6 119 ; 6 476 ]</b>	
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>								
11 Transport								
12 FTLH / NBJ (primaire et secondaire)	821		819		819		819	
13 Transport par échange (Emp-Energir)	0		0		0		0	
14 Transport fourni par les clients	42		42		42		42	
15 Transport gaz d'appoint	15		15		15		15	
16 FTLH non utilisé	0		0		0		0	
17 <b>Transport Emp-Energir</b>	<b>879</b>		<b>876</b>		<b>876</b>		<b>876</b>	
18 Achats dans le territoire	29		39		90		110	
19 Achat à Empress pour compression	38		38		38		38	
20 Achats à Dawn (GR)	[ 1 428 ; 1 782 ]		[ 1 396 ; 1 749 ]		[ 1 411 ; 1 759 ]		[ 1 345 ; 1 687 ]	
21 Livraisons à Dawn (AD)	3 728		3 666		3 769		3 715	
22 Biogaz	39		39		39		39	
23 Écart de mesurage	0		0		0		0	
24 Retraits - injections	[ -15 ; -2 ]		[ -23 ; -11 ]		[ 2 ; 15 ]		[ -4 ; 11 ]	
25 <b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>[ 6 126 ; 6 492 ]</b>		<b>[ 6 032 ; 6 397 ]</b>		<b>[ 6 225 ; 6 585 ]</b>		<b>[ 6 119 ; 6 476 ]</b>	
<b>ENTREPOSAGE (capacité)</b>								
	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )						
26 LSR (daQ)	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6
27 Pointe-du-Lac	1,4	37,6	1,4	37,6	1,4	37,6	1,4	37,6
28 Saint-Flavien	4,6	121,9	4,6	121,9	4,6	121,9	4,6	121,9
29 Entreposage souterrain à Dawn	11,5	301,6	11,5	301,6	11,5	301,6	11,5	301,6
30 <b>TOTAL</b>	<b>19,6</b>	<b>514,7</b>	<b>19,6</b>	<b>514,7</b>	<b>19,6</b>	<b>514,7</b>	<b>19,6</b>	<b>514,7</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</b>								
	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)						
31 <b>Journée de pointe - continue</b>	<b>1 394</b>	<b>36 780</b>	<b>1 372</b>	<b>36 213</b>	<b>1 403</b>	<b>37 030</b>	<b>1 373</b>	<b>36 226</b>
32 <b>Besoins hiver extrême</b>	<b>1 351</b>	<b>35 645</b>	<b>1 327</b>	<b>35 025</b>	<b>1 365</b>	<b>36 027</b>	<b>1 352</b>	<b>35 672</b>
33 <b>Maximum</b>	<b>1 394</b>	<b>36 780</b>	<b>1 372</b>	<b>36 213</b>	<b>1 403</b>	<b>37 030</b>	<b>1 373</b>	<b>36 226</b>
<b>Approvisionnements</b>								
34 FTLH / NBJ (primaire et secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243
35 Transport par échange (EMP - Energir)	0	0	0	0	0	0	0	0
36 Achats dans le territoire - GNR	0	11	0	11	0	11	8	222
37 Transport clients et biogaz	9	237	9	237	9	239	9	237
38 FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83	2 192
39 Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	82	2 164	82	2 164	82	2 164
40 FTSH (Parkway - Energir)	522	13 777	522	13 777	522	13 777	522	13 777
41 STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
42 Pointe-du-Lac	76	2 000	76	2 000	76	2 000	76	2 000
43 Saint-Flavien	91	2 400	91	2 400	91	2 400	91	2 400
44 Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45 LSR (vaporisation)	208	5 490	208	5 490	228	6 017	228	6 017
46 Service de pointe*	6	161	0	0	0	0	0	0
47 Interruption de liquéfaction GM GNL	15	400	15	400	15	400	15	400
48 <b>Sous-total approvisionnements</b>	<b>1 394</b>	<b>36 780</b>	<b>1 387</b>	<b>36 618</b>	<b>1 408</b>	<b>37 148</b>	<b>1 415</b>	<b>37 357</b>
49 <b>Impact de la refonte du service interruptible</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
50 <b>TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)</b>	<b>1 394</b>	<b>36 780</b>	<b>1 387</b>	<b>36 618</b>	<b>1 408</b>	<b>37 148</b>	<b>1 415</b>	<b>37 357</b>
51 <b>Provision additionnelle avant achat / (vente)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>15</b>	<b>406</b>	<b>4</b>	<b>118</b>	<b>43</b>	<b>1 131</b>
52 % du total approvisionnements avant achat (vente) (1.50/ 1.47)	0,0%	0,0%	1,1%	1,1%	0,3%	0,3%	3,0%	3,0%
53 <b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-15</b>	<b>-406</b>	<b>-4</b>	<b>-118</b>	<b>-43</b>	<b>-1 131</b>
54 <b>TOTAL approvisionnements après achat / (vente)</b>	<b>1 394</b>	<b>36 780</b>	<b>1 372</b>	<b>36 213</b>	<b>1 403</b>	<b>37 030</b>	<b>1 373</b>	<b>36 226</b>
55 <b>Provision additionnelle après achat / (vente)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
56 % du total approvisionnements après achat / (vente) (1.54/ 1.53)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

\* Les capacités de service de pointe sont prévisionnelles et ne sont pas concrétisées.

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2024-2027**  
**Scénario haut**

	2024 (1)		2025 (2)		2026 (3)		2027 (4)			
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>										
1	Continue		6 070		6 112		6 327		6 291	
2	Interruptible		369		367		355		353	
3	Gaz d'appoint		17		7		7		7	
4	Client biogaz en réseau dédié		39		39		39		39	
5	<b>Sous-total</b>		<b>6 494</b>		<b>6 525</b>		<b>6 728</b>		<b>6 690</b>	
6	Interruptions		-17		-19		-17		-13	
7	Gaz perdu et usage de la compagnie		32		32		33		33	
8	Compression (transport et entreposage)		146		146		149		148	
9	Écart de mesurage		0		0		0		0	
10	<b>TOTAL DEMANDE</b>		<b>6 654</b>		<b>6 684</b>		<b>6 892</b>		<b>6 857</b>	
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>										
11	Transport									
12	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)		821		819		819		819	
13	Transport par échange (Emp-Energir)		0		0		0		0	
14	Transport fourni par les clients		42		42		42		42	
15	Transport gaz d'appoint		0		0		0		0	
16	FTLH non utilisé		0		0		0		0	
17	<b>Transport Emp-Energir</b>		<b>863</b>		<b>861</b>		<b>861</b>		<b>861</b>	
18	Achats dans le territoire		29		39		90		110	
19	Achat à Empress pour compression		38		38		38		38	
20	Achats à Dawn (GR)		1 801		1 830		1 845		1 834	
21	Livraisons à Dawn (AD)		3 888		3 886		4 000		3 979	
22	Biogaz		39		39		39		39	
23	Écart de mesurage		0		0		0		0	
24	Retraits - injections		-4		-9		19		-4	
25	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>		<b>6 654</b>		<b>6 684</b>		<b>6 892</b>		<b>6 857</b>	
<b>ENTREPOSAGE (capacité)</b>										
26	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
27	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6
28	1,4	37,6	1,4	37,6	1,4	37,6	1,4	37,6	1,4	37,6
29	4,6	121,9	4,6	121,9	4,6	121,9	4,6	121,9	4,6	121,9
30	11,5	301,6	11,5	301,6	11,5	301,6	11,5	301,6	11,5	301,6
30	<b>TOTAL</b>		<b>19,6</b>		<b>514,7</b>		<b>19,6</b>		<b>514,7</b>	
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</b>										
31	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)
32	<b>Journée de pointe - continue</b>		<b>1 425</b>		<b>1 433</b>		<b>1 480</b>		<b>1 464</b>	
33	<b>Besoins hiver extrême</b>		<b>1 413</b>		<b>1 424</b>		<b>1 476</b>		<b>1 443</b>	
34	<b>Maximum</b>		<b>1 425</b>		<b>1 433</b>		<b>1 480</b>		<b>1 464</b>	
<b>Approvisionnement</b>										
35	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)		85		85		85		85	
36	Transport par échange (EMP - Energir)		0		0		0		0	
37	Achats dans le territoire - GNR		0		0		0		8	
38	Transport clients & biogaz		9		9		9		9	
39	FTSH (Dawn - EDA)		83		83		83		83	
40	Transport par échange (Dawn - EDA)		82		82		82		82	
41	FTSH (Parkway - Energir)		522		522		522		522	
42	STS		216		216		216		216	
43	Pointe-du-Lac		76		76		76		76	
44	Saint-Flavien		91		91		91		91	
45	Outil de maintien de fiabilité		0		0		0		0	
46	LSR (vaporisation)		208		208		228		228	
47	Service de pointe		17		26		31		0	
48	Interruption de liquéfaction GM GNL		15		15		15		15	
49	<b>Sous-total approvisionnements</b>		<b>1 405</b>		<b>1 413</b>		<b>1 438</b>		<b>1 415</b>	
50	<b>Impact de la refonte du service interruptible</b>		<b>20</b>		<b>20</b>		<b>20</b>		<b>20</b>	
51	<b>TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)</b>		<b>1 425</b>		<b>1 433</b>		<b>1 458</b>		<b>1 435</b>	
52	<b>Provision additionnelle avant achat / (vente)</b>		<b>0,00</b>		<b>0,00</b>		<b>-22</b>		<b>-29</b>	
53	<b>% du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.50/ 1.47)</b>		<b>0,0%</b>		<b>0,0%</b>		<b>-1,5%</b>		<b>-2,0%</b>	
54	<b>Achat / (vente) de transport a priori</b>		<b>0</b>		<b>0</b>		<b>22</b>		<b>29</b>	
55	<b>TOTAL approvisionnements après achat / (vente)</b>		<b>1 425</b>		<b>1 433</b>		<b>1 480</b>		<b>1 464</b>	
56	<b>Provision additionnelle après achat / (vente)</b>		<b>0</b>		<b>0</b>		<b>0</b>		<b>0</b>	
57	<b>% du total approvisionnements après achat / (vente) (1.54/ 1.53)</b>		<b>0,0%</b>		<b>0,0%</b>		<b>0,0%</b>		<b>0,0%</b>	

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2024-2027**  
**Scénario bas**

		2024 (1)		2025 (2)		2026 (3)		2027 (4)	
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>									
1	Continue	5 337		5 199		5 089		4 942	
2	Interruptible	210		189		183		179	
3	Gaz d'appoint	40		33		33		33	
4	Client biogaz en réseau dédié	39		39		39		39	
5	<b>Sous-total</b>	<b>5 626</b>		<b>5 460</b>		<b>5 343</b>		<b>5 193</b>	
6	Interruptions	-4		-4		-6		-8	
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	28		27		26		26	
8	Compression (transport et entreposage)	129		126		122		119	
9	Écart de mesurage	0		0		0		0	
10	<b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>5 779</b>		<b>5 609</b>		<b>5 485</b>		<b>5 329</b>	
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>									
11	Transport								
12	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	821		819		819		819	
13	Transport par échange (Emp-Energir)	0		0		0		0	
14	Transport fourni par les clients	42		42		42		42	
15	Transport gaz d'appoint	5		5		5		5	
16	FTLH non utilisé	0		0		0		0	
17	<b>Transport Emp-Energir</b>	<b>868</b>		<b>866</b>		<b>866</b>		<b>866</b>	
18	Achats dans le territoire	29		39		90		110	
19	Achat à Empress pour compression	38		38		38		38	
20	Achats à Dawn (GR)	1 429		1 365		1 230		1 142	
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 390		3 279		3 213		3 129	
22	Biogaz	39		39		39		39	
23	Écart de mesurage	0		0		0		0	
24	Retraits - injections	-14		-19		9		6	
25	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>5 779</b>		<b>5 609</b>		<b>5 485</b>		<b>5 329</b>	
<b>ENTREPOSAGE (capacité)</b>		<b>(PJ)</b>	<b>(106m<sup>3</sup>)</b>	<b>(PJ)</b>	<b>(106m<sup>3</sup>)</b>	<b>(PJ)</b>	<b>(106m<sup>3</sup>)</b>	<b>(PJ)</b>	<b>(106m<sup>3</sup>)</b>
26	LSR (daQ)	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6
27	Pointe-du-Lac	1,4	37,6	1,4	37,6	1,4	37,6	1,4	37,6
28	Saint-Flavien	4,6	121,9	4,6	121,9	4,6	121,9	4,6	121,9
29	Entreposage souterrain à Dawn	11,5	301,6	11,5	301,6	11,5	301,6	11,5	301,6
30	<b>TOTAL</b>	<b>19,6</b>	<b>514,7</b>	<b>19,6</b>	<b>514,7</b>	<b>19,6</b>	<b>514,7</b>	<b>19,6</b>	<b>514,7</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</b>		<b>(TJ/j)</b>	<b>(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j)</b>	<b>(TJ/j)</b>	<b>(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j)</b>	<b>(TJ/j)</b>	<b>(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j)</b>	<b>(TJ/j)</b>	<b>(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j)</b>
31	<b>Journée de pointe - continue</b>	<b>1 311</b>	<b>34 593</b>	<b>1 273</b>	<b>33 590</b>	<b>1 244</b>	<b>32 826</b>	<b>1 196</b>	<b>31 558</b>
32	<b>Besoins hiver extrême</b>	<b>1 272</b>	<b>33 564</b>	<b>1 238</b>	<b>32 667</b>	<b>1 240</b>	<b>32 720</b>	<b>1 206</b>	<b>31 822</b>
33	<b>Maximum</b>	<b>1 311</b>	<b>34 593</b>	<b>1 273</b>	<b>33 590</b>	<b>1 244</b>	<b>32 826</b>	<b>1 206</b>	<b>31 822</b>
<b>Approvisionnement</b>									
34	FTLH / NBJ (primaire et secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243
35	Transport par échange (EMP - Energir)	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire - GNR	0	11	0	11	0	11	8	222
37	Transport clients et biogaz	9	237	9	237	9	239	9	237
38	FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83	2 192
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	82	2 164	82	2 164	82	2 164
40	FTSH (Parkway - Energir)	522	13 777	522	13 777	522	13 777	522	13 777
41	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
42	Pointe-du-Lac	76	2 000	76	2 000	76	2 000	76	2 000
43	Saint-Flavien	91	2 400	91	2 400	91	2 400	91	2 400
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation)	208	5 490	208	5 490	228	6 017	228	6 017
46	Service de pointe	0	0	0	0	0	0	0	0
47	Interruption de liquéfaction GM GNL	15	400	15	400	15	400	15	400
48	<b>Sous-total approvisionnements</b>	<b>1 387</b>	<b>36 618</b>	<b>1 387</b>	<b>36 618</b>	<b>1 408</b>	<b>37 148</b>	<b>1 415</b>	<b>37 357</b>
49	<b>Impact de la refonte du service interruptible</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
50	<b>TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)</b>	<b>1 387</b>	<b>36 618</b>	<b>1 387</b>	<b>36 618</b>	<b>1 408</b>	<b>37 148</b>	<b>1 415</b>	<b>37 357</b>
51	<b>Provision additionnelle avant achat / (vente)</b>	<b>77</b>	<b>2 025</b>	<b>115</b>	<b>3 028</b>	<b>164</b>	<b>4 322</b>	<b>210</b>	<b>5 535</b>
52	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.50/ 1.47)	5,9%	5,9%	9,0%	9,0%	13,2%	13,2%	17,4%	17,4%
53	<b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>-77</b>	<b>-2 025</b>	<b>-115</b>	<b>-3 028</b>	<b>-164</b>	<b>-4 322</b>	<b>-210</b>	<b>-5 535</b>
54	<b>TOTAL approvisionnements après achat / (vente)</b>	<b>1 311</b>	<b>34 593</b>	<b>1 273</b>	<b>33 590</b>	<b>1 244</b>	<b>32 826</b>	<b>1 206</b>	<b>31 822</b>
55	<b>Provision additionnelle après achat / (vente)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10</b>	<b>264</b>
56	% du total approvisionnements après achat / (vente) (1.54/ 1.53)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,8%	0,8%