

PLAN  
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER  
CONTEXTE ET  
STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

HORIZON 2025 - 2028

## 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 2025-2028 .....	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 .....	17
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.....	18
2.2.3 Gaz d’appoint.....	18
2.2.4 Coûts de transport .....	18
2.3 Entreposage.....	19
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 2024-2025.....	20
3.1.1 Établissement des outils de l’année 2024-2025 .....	20
3.1.2 Demande et sources d’approvisionnement gazier .....	24
3.1.3 Stratégie d’approvisionnement et analyse de rentabilité .....	25
3.1.4 Coefficient d’utilisation FTLH .....	25
3.1.5 Nombre maximum de jours d’interruption.....	25
3.2 Plan d’approvisionnement 2025-2028 – Scénarios de base, haut et bas .....	26
3.2.1 Fourniture de gaz naturel.....	26
3.2.2 Transport.....	26
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> .....	31
4.1.2	Vente de transport non utilisé .....	31
4.2	Transactions financières .....	31
4.2.1	Échange période.....	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 2024-2025
- 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 2024-2025
- Annexe 6 : Plan d’approvisionnement 2025-2028
- Annexe 7 : Plan d’approvisionnement 2025-2028 – Impact potentiel de température
- Annexe 8 : Plan d’approvisionnement 2025-2028 – Scénario haut
- Annexe 9 : Plan d’approvisionnement 2025-2028 – 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>GSR</b>	Gaz de source renouvelable
<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 2024-2025 à 2027-2028, est préparé par  
2 Énergir, s.e.c. (Énergir) en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan*  
3 *d’approvisionnement* (le Règlement) (c. R-6.01, r. 8).

4 Il est à noter que cette pièce couvrira le plan annuel et le plan quadriennal 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 2024-2025 à 2027-2028 sera présenté, considérant  
9 les diverses informations prescrites au Règlement. Les données particulières à la planification de  
10 l’année financière 2024-2025 seront également détaillées.

## **1 CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2025-2028**

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 2025-2028.

### **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 2024-2025 de 6 080 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup><sup>1</sup>, la marge excédentaire de 10 % exprimée en  
22 capacités quotidiennes représenterait alors 1 666 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (soit 6 080/365 x 10 %). Pour

---

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

1 l'année 2024-2025 et les suivantes, Énergir ne planifie pas, pour l'instant, l'ajout de capacités de  
 2 transport pour répondre à la marge excédentaire autorisée. En effet, au moment de la rédaction  
 3 du plan d'approvisionnement, aucun projet industriel ne répond aux critères présentés lors de la  
 4 Cause tarifaire 2019-2020<sup>2</sup> et dont la Régie de l'énergie (Régie) a pris acte dans sa décision  
 5 D-2019-141 (paragr. 189).

6 Le portefeuille de capacités de transport est principalement constitué de contrats de longue  
 7 durée. À l'hiver 2024, TCPL a lancé une procédure de *Term-Up*<sup>3</sup> pour plusieurs de ses tronçons,  
 8 dont certains contrats sont détenus par Énergir. Au total, dans le cadre du *Term-Up*, 12 contrats  
 9 d'une capacité totale de 820 TJ/j ont été renouvelés. Malgré le prolongement de la durée de ces  
 10 contrats, Énergir sera en situation déficitaire pour les années 2026-2027 et 2027-2028 du plan  
 11 d'approvisionnement, en raison de l'expiration, à l'automne 2026, d'un contrat de 82 TJ/j avec  
 12 une tierce partie.

13 Le tableau ci-dessous présente la répartition des contrats par durée, excluant les contrats de  
 14 Enbridge Gas. Il est à noter que les contrats sont répartis en fonction de leur nouvelle date  
 15 d'échéance.

Tableau 1

Dates de fin de contrat	Contrats en vigueur au				
	2024-10-01 (%)	2024-11-01 (%)	2025-11-01 (%)	2026-11-01 (%)	2027-11-01 (%)
2030-12-31	10	10	10	10	10
2031-10-31	2	2	2	2	2
2032-10-31	79	79	79	79	79
2032-12-31	7	7	7	7	7
2040-10-31	2	2	2	2	2
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

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

<sup>3</sup> Voir la pièce Énergir-H, Document 8 pour plus de détails sur la procédure *Term-up* 2024 de TCPL.

1 Compte tenu de la procédure de *Term-up*, l'échéance de la majorité des contrats de transport  
2 pour l'année 2024-2025 a été repoussée en 2032. Ainsi, 88 % des contrats ont une durée de vie  
3 de plus de sept ans.

4 Pour l'année 2024-2025, l'équilibre est presque atteint entre les besoins en pointe et les outils  
5 disponibles prévus pour y répondre. Pour combler le léger écart, un service de pointe est prévu  
6 pour répondre à d'éventuels besoins de la première année du plan d'approvisionnement.

7 Il est à noter que la refonte du service interruptible (R-3867-2013, phase 4) pourrait également  
8 modifier les besoins d'approvisionnement, mais l'impact précis sur le plan d'approvisionnement  
9 ne peut être projeté tant que le nouveau service interruptible ne sera pas en vigueur. Dans  
10 l'intervalle, pour établir le plan d'approvisionnement 2025-2028, aucun service interruptible  
11 découlant de la refonte n'a été utilisé sur l'horizon du plan. Cependant, pour combler les besoins  
12 réels pour l'année 2024-2025, Énergir pourrait tenter de conclure une entente particulière pour  
13 un service de pointe, comme celle soumise et approuvée dans la Cause tarifaire 2023-2024, dans  
14 le cas où les coûts négociés seraient plus avantageux que les autres alternatives<sup>4</sup>.

15 Les livraisons en franchise de gaz de source renouvelable (GSR) sont considérées en partie en  
16 remplacement de capacités de transport. Les détails relatifs à cet outil d'approvisionnement  
17 seront présentés à la section 3.

## **1.2 FOURNITURE DE GAZ NATUREL**

18 La stratégie d'acquisition de fourniture d'Énergir pour les années financières 2024-2025 à  
19 2027-2028 est adaptée pour refléter les mouvements de la structure d'approvisionnement.

20 Pour l'année 2024-2025, Énergir procédera par appels d'offres pour les achats contractés  
21 d'avance à Dawn, Empress ou Parkway. Comme par le passé, elle sélectionnera les fournisseurs  
22 en fonction des critères suivants : la prime demandée, la notation de crédit et l'expérience passée.

---

<sup>4</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*.



1 En ce qui concerne l'initiative d'approvisionnement responsable en gaz naturel (l'Initiative), depuis  
2 la Cause tarifaire 2019-2020<sup>5</sup>, la Régie a pris acte de la volonté d'Énergir de s'approvisionner en  
3 achats responsables. Depuis, plusieurs contrats ont été signés avec différents fournisseurs et le  
4 total d'approvisionnement en gaz de réseau issu de l'Initiative représente plus de 50 % du total  
5 d'approvisionnement en gaz de réseau pour 2022-2023. À ce jour, plusieurs fournisseurs<sup>6</sup> ont  
6 obtenu la certification EO100™ de l'organisme *Equitable Origin*, et certains producteurs sont  
7 également en démarchage afin de quantifier leur performance, plus spécifiquement quant aux  
8 émissions de gaz à effet de serre (GES) de leurs opérations. Cela tient compte du fait  
9 qu'*Equitable Origin* a publié des mises à jour importantes de sa norme de certification en janvier  
10 2023<sup>7</sup>. Par ce fait, *Equitable Origin* a élaboré une méthodologie de calcul de l'intensité des GES  
11 des producteurs gaziers, qui exigera une mesure de déclaration de l'intensité globale des GES  
12 des segments applicables de la chaîne de valeur du gaz naturel. Ce protocole fournira des  
13 précisions et des mesures supplémentaires sur les émissions de GES.

14 Dans le cadre de la deuxième mouture de l'Initiative, qui a débuté le 1<sup>er</sup> avril 2023, Énergir  
15 souhaite encourager des producteurs qui développent des méthodologies crédibles et vérifiées  
16 par des tiers indépendants qui permettent de quantifier la réduction des émissions de méthane  
17 et autres GES. Ces nouveaux référentiels émergeant sur le marché peuvent offrir un niveau de  
18 transparence additionnel qui serait cohérent avec les objectifs de l'Initiative d'Énergir.

19 Énergir souhaite également jouer un rôle de premier plan dans la transition énergétique et être  
20 un partenaire n'hésitant pas à partager publiquement les informations pertinentes à ses  
21 opérations. Dans son rapport sur la résilience climatique 2023<sup>8</sup>, Énergir identifie l'Initiative comme  
22 étant un des indicateurs permettant de suivre l'incidence de ses orientations stratégiques en  
23 matière de décarbonation dans sa chaîne de valeur. À ce titre, pour l'approvisionnement en gaz  
24 naturel traditionnel acheté par Énergir (gaz de réseau), Énergir vise à ce que 100 % de ses achats  
25 se fassent dans le cadre de l'Initiative d'ici 2030. Ainsi, Énergir poursuivra ses efforts afin d'attirer  
26 de nouveaux fournisseurs et d'augmenter la proportion du gaz de réseau achetée sous l'Initiative.

---

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

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

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

<sup>8</sup> Rapport sur la résilience climatique, Énergir, 2023.

1 Pour ce faire, Énergir vise à reconduire l'Initiative pour toutes les années du plan  
2 d'approvisionnement 2025-2028 en maintenant la prime annuelle maximale pour les coûts  
3 associés à l'Initiative à [REDACTED]. Cette prime annuelle maximale pourrait mener à plus de 80 %  
4 l'approvisionnement en gaz de réseau issu de l'Initiative. Cependant, Énergir tient à préciser que  
5 le pourcentage du volume de 80 % du gaz de réseau est une estimation du niveau qui pourrait  
6 être atteint en fonction de la prime annuelle maximale et non pas une limite. Si la prime annuelle  
7 maximale permettait d'acquérir un volume de gaz plus important par le versement d'une prime  
8 unitaire plus basse qu'estimée, Énergir le ferait tout en assurant une diversité  
9 d'approvisionnement. Il est également important de noter que dans le contexte actuel, l'atteinte  
10 de l'objectif de 100 % est ambitieuse, mais Énergir mise sur l'évolution rapide de ce marché pour  
11 être en mesure d'y arriver. Toutefois, si les conditions de marché, la disponibilité ou la flexibilité  
12 contractuelle ne permettaient pas d'atteindre la cible, Énergir ne tenterait pas de l'atteindre à tout  
13 prix. En effet, Énergir s'assurera de maintenir une diversité de fournisseurs et des profils d'achat  
14 conformes avec ses pratiques courantes.

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

20 La section 2.1 décrit plus amplement les contrats existants, ainsi que les volumes d'achat de gaz  
21 naturel qu'Énergir prévoit contracter d'avance pour l'année 2024-2025.

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

### 1.3 AUTRES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT

23 Depuis 2018, Énergir planifie des réceptions de GSR dans son plan d'approvisionnement. Énergir  
24 planifie que de nouveaux approvisionnements en GSR deviendront disponibles sur l'horizon du  
25 plan d'approvisionnement dans le but d'atteindre ses cibles réglementaires de 5 % de GSR d'ici  
26 2025 et 10 % d'ici 2030.

---

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

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

7 Finalement, dans le cadre du dossier R-4008-2017, la Régie ordonnait à Énergir dans sa décision  
8 D-2020-057 : « *d'assurer une veille relativement à la mise en place d'un mécanisme de  
9 certification pour le [GSR] et de lui en faire rapport annuellement, dans le cadre de son plan  
10 d'approvisionnement* »<sup>10</sup>.

11 Après la mise en place du mécanisme de certification par Énergir, la Régie en prenait acte dans  
12 sa décision D-2023-022 : « *En ce qui a trait à l'audit, la Régie constate qu'Énergir a mis en place  
13 un protocole d'audit avec Eco Engineers pour les producteurs de GSR hors franchise. Elle a aussi  
14 entamé des démarches de vérification volontaire du GSR auprès du BNQ pour certifier les  
15 approvisionnements de GSR québécois qu'elle acquiert. La Régie note de plus qu'Énergir assure  
16 un suivi de l'évolution de la certification en Amérique du Nord.* »<sup>11</sup>.

17 Des audits ont été exécutés pour les années civiles 2021 et 2022, alors que l'audit de l'année  
18 2023 sera produit en juin 2024. Étant donné que le mécanisme de certification de la traçabilité du  
19 GSR a été mis en place, Énergir propose de mettre fin au suivi du paragr. 492 de la décision  
20 D-2020-057.

#### 1.4 ÉQUILIBRAGE

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

24 L'usine LSR est un outil d'approvisionnement de pointe : elle est utilisée comme l'un des derniers  
25 outils d'approvisionnement.

---

<sup>10</sup> Dossier R-4008-2017, Étape B, décision D-2020-057, paragr. 492.

<sup>11</sup> Dossier R-4008-2017, Étape D, décision D-2023-022, paragr. 325.

1 Les caractéristiques physiques du site de Saint-Flavien permettent une modulation des retraits  
2 en fonction de la température. Ainsi, les retraits quotidiens et mensuels varieront en fonction des  
3 températures réelles. Également, comme la capacité de retrait en pointe dépend de l'inventaire  
4 du site, il est possible que celui-ci soit moins utilisé en début d'hiver, pour en préserver la capacité  
5 de retrait en journée de pointe. Dans ce cas, le retrait du site d'entreposage de Pointe-du-Lac  
6 pourrait être privilégié puisque celui-ci permet d'y réinjecter de la fourniture en période de redoux.

7 Les caractéristiques du site d'entreposage de Pointe-du-Lac permettent une modulation des  
8 injections et des retraits en cours de journée sur la période de l'hiver, avec une dernière fenêtre  
9 de nominations– trois heures avant la fin de la journée gazière – qui peut être utilisée dans  
10 certaines conditions. De plus, ce site peut être cyclé lorsque des capacités de transport sont  
11 disponibles à cette fin. Ainsi, le gaz peut être retiré et réinjecté par la suite, permettant de  
12 maintenir un débit élevé de retrait et offrant, sur la période de l'hiver, un volume total de gaz  
13 supérieur à la capacité physique du site. Il est généralement le dernier outil utilisé, en partie ou  
14 en totalité, avant l'interruption de la clientèle au service interruptible. Cependant, comme  
15 mentionné précédemment, il pourrait être utilisé davantage que le site d'entreposage de  
16 Saint-Flavien lors de périodes de froid en début d'hiver, soit en novembre et en décembre.

17 Les besoins d'équilibrage en cours de journée gazière sont, quant à eux, comblés en utilisant le  
18 site d'entreposage souterrain situé à Dawn, au sud de l'Ontario. Ce site d'entreposage est un outil  
19 très flexible en termes de débit de gaz journalier. Il permet une modulation des besoins de gaz  
20 en cours de journée gazière par ses diverses fenêtres de nominations – notamment les fenêtres  
21 STS – et est le seul outil qui permet de les utiliser. Ainsi, les capacités de retrait ou d'injection de  
22 ce site permettent de répondre aux fluctuations de la demande de la clientèle tout au long de  
23 l'année. En général, la flexibilité de cet outil est surtout utilisée en dehors des journées froides de  
24 l'hiver. En journée froide, l'outil permet surtout d'éviter de faire des achats additionnels à Dawn  
25 et peut permettre d'optimiser financièrement les coûts de la fourniture lorsque ceux-ci sont plus  
26 élevés que pendant la saison estivale. Le plan d'approvisionnement tient compte du nouveau  
27 contrat d'entreposage qui a été conclu à l'hiver 2024<sup>12</sup>.

28 Énergir couvre aussi les besoins d'équilibrage par des achats de gaz naturel effectués  
29 directement à Dawn et/ou à Parkway, les volumes afférents étant transportés sur des contrats de

---

<sup>12</sup> Énergir-H, Document 4.

1 transport FTSH et/ou STS de TCPL combinés, selon le cas, à des capacités de transport M12 de  
2 Enbridge Gas.

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

9 Énergir a établi son plan d'approvisionnement 2025-2028 en supposant :

- 10 • la fin des travaux de remplacement des vaporisateurs à l'usine LSR en octobre 2025<sup>13</sup>; et
- 11 • le maintien de l'ensemble de ses autres capacités d'entreposage.

### **1.5 CONCLUSION**

12 Sur l'horizon du plan 2025-2028, la structure d'approvisionnement est principalement composée  
13 de capacités de transport en provenance de Dawn (via Parkway). Le plan d'approvisionnement  
14 serait à peu près en équilibre en 2024-2025, excédentaire en 2025-2026 et en déficit pour les  
15 deux dernières années, si les hypothèses prévues se réalisaient.

16 Les sections 2 et 3 ci-après présentent plus spécifiquement les orientations prises dans la  
17 planification des approvisionnements gaziers sur l'horizon 2025-2028.

---

<sup>13</sup> Dossier R-4209-2022, pièce B-0141, Énergir-30, Document 1 et dossier R-4242-2023, pièce B-0159, Énergir-41, Document 1.

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

10 Le portefeuille de contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz naturel d'Énergir est  
11 présenté à l'annexe 1, page 1. La date d'échéance, le point de livraison, la période  
12 d'achat, ainsi que les volumes quotidiens et annuels reliés à chacun de ces contrats pour  
13 le plan d'approvisionnement 2025-2028 y sont spécifiés. Le tableau présente également  
14 les totaux visés au plan d'approvisionnement de l'année 2023-2024 et le ratio qui est  
15 contracté à ce jour par rapport à ces totaux. Énergir projette sécuriser près de 50 % des  
16 achats totaux au service de fourniture de gaz naturel avant le début de l'année financière  
17 2024-2025.

18 Selon la structure d'approvisionnement projetée pour l'année 2024-2025, la répartition  
19 mensuelle des achats prévus de fourniture de gaz naturel par point d'achat, ainsi que les  
20 quantités qu'Énergir prévoit contracter d'avance avant le début de l'année financière  
21 2024-2025, 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 (62,8 %) serait effectuée à Dawn ou à Parkway, et principalement

1 en hiver, alors que l'autre portion du gaz naturel serait contractée à Empress (35,2 %).  
2 Finalement, des achats de gaz naturel seraient effectués sur le territoire d'Énergir (2,0 %).

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

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

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

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

22 Énergir pourrait attendre la fin de l'hiver 2024-2025 avant de contracter des achats en  
23 bloc à Empress pour les mois de mai à septembre, afin de conserver une certaine  
24 flexibilité pour moduler les achats en fonction des résultats de l'hiver et de la projection de  
25 la demande. De plus, selon les quantités requises, une plus grande partie des achats des  
26 mois d'août et septembre pourra être réalisée sur une base « spot » afin de moduler les  
27 achats en fonction des besoins d'injection aux sites d'entreposage à Dawn. En effet, un  
28 niveau d'inventaire de presque 100 % entraîne une gestion plus précise des injections à  
29 planifier sur cette période et, par le fait même, sur les achats de gaz naturel.

1 Cette approche permet de conserver toute la marge de manœuvre relativement au niveau  
2 d'achats de fourniture à concrétiser à la suite du constat de la demande réelle observée  
3 durant la période d'hiver. Cependant, en fonction des prix et conditions de marché et des  
4 niveaux d'inventaire, Énergir pourrait ajuster cette stratégie dans le cas où il soit prévu  
5 que ce soit avantageux pour la clientèle.

#### Volume de fourniture requis pour l'année 2024-2025

6 Pour l'année 2024-2025, le volume total de la fourniture de gaz naturel à acheter par  
7 Énergir est estimé à 2 432 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. De cette quantité, 2 272 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> sont attribués  
8 spécifiquement à la demande de fourniture de gaz naturel de la clientèle. La différence  
9 est requise pour couvrir le restant de la demande (gaz perdu et usage d'Énergir), la  
10 variation nette des retraits et injections d'inventaires, ainsi que le gaz de compression<sup>14</sup>  
11 requis pour transporter la fourniture jusqu'au territoire d'Énergir et pour injecter aux sites  
12 d'entreposage.

13 Il est à noter qu'au volume total mentionné ci-dessus, vient s'ajouter le volume contracté  
14 pour les clients engagés auprès d'Énergir dans une entente de fourniture à prix fixe,  
15 approvisionnés par un fournisseur spécifique. Pour l'année 2024-2025, le volume annuel  
16 est estimé à 168 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

#### Prix du service de fourniture

17 Le prix moyen de référence pour la fourniture de gaz naturel pour l'année 2024-2025 est  
18 de 15,914 ¢/m<sup>3</sup> (4,20 \$/GJ). La section 1.2 « Hypothèses énergétiques » de la  
19 pièce Énergir-H, Document 2 présente le détail de l'évaluation des prix de fourniture.

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

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

---

<sup>14</sup> Les pourcentages de gaz de compression projetés sont indiqués à l'annexe 2, page 3.



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

1 Les clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété, incluant les clients  
2 qui fournissent leur propre service de transport, s'approvisionnent directement auprès de  
3 leur fournisseur.

4 Pour l'année 2024-2025, le volume annuel de tous ces clients est estimé à 3 662 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>,  
5 dont 107 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> proviennent des volumes projetés pour les clients au service de gaz  
6 d'appoint concurrence.

## 2.2 TRANSPORT

7 Les modalités relatives aux capacités quotidiennes et annuelles de transport inscrites dans les  
8 différents contrats avec les transporteurs TCPL, Enbridge Gas et les tierces parties sont  
9 présentées à l'annexe 2, page 1. Ce document détaille les débits au 1<sup>er</sup> octobre 2024 et au  
10 1<sup>er</sup> novembre de chacune des quatre années du plan d'approvisionnement, ainsi que les  
11 échéances des différents contrats de transport. Les modalités de renouvellement y sont  
12 également indiquées.

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

### 2.2.1 Services de transport du distributeur

16 Les capacités de transport PFLD-NBJ totalisent 2 243 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (85 000 GJ/jour) au  
17 1<sup>er</sup> octobre 2024. Énergir détient également des capacités de transport depuis Dawn et  
18 Parkway qui sont fonctionnalisés principalement pour répondre aux besoins de transport  
19 de la clientèle. Ces capacités totalisent 23 838 838 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (903 222 GJ/jour) au  
20 1<sup>er</sup> octobre 2024.

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

1 Pour l'année 2024-2025, deux clients détiendront une capacité journalière moyenne de  
2 116 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Le volume annuel total de la clientèle qui fournit son service de transport  
3 s'élève à 42 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

4 L'hypothèse voulant que ce nombre de clients demeure stable pour toute la durée du plan  
5 d'approvisionnement est utilisée. Les modalités prévues aux *Conditions de service et Tarif*  
6 pour les clients désirant contracter leur propre transport (cession ou préavis de sortie) font  
7 en sorte que les autres clients d'Énergir seront tenus indemnes des choix des clients.

8 L'apport des livraisons des clients ayant leur propre service de transport aux outils  
9 d'approvisionnement de pointe passe de 223 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en 2023-2024 à 116 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour  
10 en 2024-2025, représentant globalement une diminution de 107 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Cette  
11 diminution s'explique par le transfert du client en biogaz qui était sur un réseau dédié au  
12 service de transport fourni par le distributeur. Ainsi, à partir de la  
13 Cause tarifaire 2024-2025, l'ensemble de la clientèle d'Énergir se procurera du service  
14 d'équilibrage fourni par le distributeur.

### 2.2.3 Gaz d'appoint

15 Une demande de 107 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> au service de gaz d'appoint concurrence est projetée pour  
16 l'année 2024-2025, exception faite pour les mois de novembre 2024 à mars 2025, où  
17 aucun volume n'est projeté. Ainsi, la capacité de transport additionnelle requise pour  
18 desservir cette clientèle a été intégrée au plan d'approvisionnement. Toutefois, aucune  
19 capacité n'est contractée à cet effet. Énergir concrétisera l'achat de la capacité au besoin,  
20 lorsque les contrats de gaz d'appoint seront réalisés en cours d'année.

### 2.2.4 Coûts de transport

21 La prévision des différents tarifs à déboursier à TCPL et à Enbridge Gas pour l'utilisation  
22 du transport contracté sur leur réseau est présentée à l'annexe 2, page 2.

#### Gaz d'appoint concurrence

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

## 2.3 ENTREPOSAGE

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

5 Le tableau de l'annexe 3, page 1 détaille les contrats actuellement détenus par Énergir pour ses  
6 clients avec chacune des parties. Pour chaque contrat, la pièce indique la capacité totale  
7 d'entreposage ainsi que les capacités de retrait et d'injection. L'échéance relative à chacun des  
8 contrats y est également spécifiée.

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

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

### 2.3.2 Coûts d'entreposage

13 Les tarifs des sites d'entreposage à Dawn et d'Intragaz, pour les sites de Pointe-du-Lac  
14 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 (TJ/jour) Excédents (+) / Déficits (-) par année
2024-2025	0
2025-2026	27
2026-2027	-51
2027-2028	-46

#### 3.1 PLANIFICATION POUR L'ANNÉE 2024-2025

##### 3.1.1 Établissement des outils de l'année 2024-2025

###### 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, présentée à  
9 la section 4 de la pièce Énergir-H, Document 2.

10 Dans sa décision D-2009-156<sup>15</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>15</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>16</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 du scénario de base du présent plan d'approvisionnement.  
13 Ceci permet d'assurer que leur consommation soit couverte lors d'une journée de pointe  
14 éventuelle. Énergir a obtenu l'approbation de la Régie pour inclure la consommation  
15 desdits clients au besoin de la journée de pointe (D-2023-127). Dans un contexte où le  
16 dossier sur la refonte du tarif interruptible<sup>17</sup> est en cours, et en l'absence d'indication  
17 contraire, Énergir inclut dans le besoin de pointe total la capacité nécessaire pour couvrir  
18 les retraits interdits potentiels des clients au service interruptible<sup>18</sup>.

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

21 Le tableau suivant présente les résultats et le débit quotidien d'approvisionnement requis  
22 pour l'année 2024-2025.

---

<sup>16</sup> Dossier R-4177-2021, décision D-2022-123, paragr. 600.

<sup>17</sup> Dossier de la vision tarifaire, R-3867-2013, phase 4.

<sup>18</sup> Ce besoin est basé sur les retraits interdits effectués lors de la journée de pointe 2022-2023, l'hiver 2023-2024 étant un hiver chaud.

Tableau 3

	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
Demande continue en journée de pointe	36 620
Débit quotidien hiver extrême	35 511
<b>Maximum (demande de pointe; hiver extrême)</b>	<b>36 620</b>

#### Outil de maintien de fiabilité

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

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

4 Le tableau 4 ci-dessous répertorie les différents outils d'approvisionnement disponibles,  
 5 leur débit journalier maximal respectif, ainsi que la capacité d'approvisionnement  
 6 déficitaire établie en considérant le débit quotidien maximal de chaque outil. Cette  
 7 capacité déficitaire correspond aux achats d'un outil de pointe requis à court terme, soit  
 8 l'option la moins coûteuse selon les hypothèses retenues.

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

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

18 Par ailleurs, lors de la Cause tarifaire 2019-2020<sup>19</sup>, Énergir a informé la Régie qu'elle avait  
 19 révisé à la baisse la capacité de vaporisation garantie quotidienne de l'usine LSR, en  
 20 tenant compte de la philosophie de redondance dite « N+1 ». Énergir a alors expliqué

<sup>19</sup> R-4076-2018, B-0184, Énergir-H, Document 1, pp. 79 à 81.

1 qu'elle contracterait un outil d'approvisionnement de pointe afin de pallier cette réduction  
 2 de capacité ferme. En février 2022, la Régie a approuvé<sup>20</sup> le projet de remplacement des  
 3 équipements de regazéification de l'usine LSR qui permettra, à terme, de combler de  
 4 façon permanente le manque à gagner de capacité garantie quotidienne après  
 5 l'application de la redondance à l'usine LSR. Compte tenu de certaines contraintes, la fin  
 6 des travaux prévue pour octobre 2024 sera retardée à octobre 2025<sup>21</sup>.

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

Tableau 4

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 - GSR	24
Transport fourni par les clients	116
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	36 510
Service de pointe pour combler le déficit	110
Achat de transport	0
<b>Total approvisionnements</b>	<b>36 620</b>

<sup>20</sup> R-4178-2021, décision D-2022-024, paragr. 73 et 77.

<sup>21</sup> R-4209-2022, B-0141, Énergir-30, Document 1 et dossier R-4242-2023, pièce B-0159, Énergir-41, document 1.

Stratégie d'approvisionnement retenue

1 Le total des approvisionnements requis pour l'année 2024-2025 s'élève à  
 2 36 620 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, alors que le débit des approvisionnements actuel est de  
 3 36 511 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour.

4 Pour combler le léger écart de 110 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 2024-2025. Pour le moment,  
 6 Énergir a attribué un coût estimatif de base de [REDACTED] 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 l'a fait en 2023-2024 – afin de pouvoir combler le besoin de pointe de la clientèle pour  
 12 l'hiver 2024-2025 avec du service de pointe.

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

**Tableau 5**

<b>Provision additionnelle de transport à la journée de pointe</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	
Total approvisionnements après achat/vente	36 620
Débit quotidien requis 2024-2025	36 620
Provision additionnelle	0
<b>% du total des approvisionnements</b>	<b>0,00 %</b>

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

14 L'annexe 5 présente la planification mensuelle pour l'année 2024-2025.

15 La demande totale s'élève à 3 552 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> pour la période de l'hiver 2024-2025.  
 16 L'approvisionnement disponible pour répondre à la demande totale avant interruption se  
 17 chiffre à 3 547 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, incluant les retraits des inventaires. Ainsi, un volume d'interruption  
 18 de 5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> est requis pour répondre à la demande d'hiver.



1 Durant l'été 2025, la demande totale prévue s'élève à 3 105 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, incluant les besoins  
2 d'injection aux sites d'entreposage.

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

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

7 Pour le plan d'approvisionnement 2025-2028, il n'y a pas lieu de procéder à une analyse  
8 de rentabilité, car il n'existe pas d'alternative disponible sur le marché à la structure  
9 retenue pour l'année 2024-2025.

### 3.1.4 Coefficient d'utilisation FTLH

10 Le coefficient d'utilisation du transport FTLH/NBJ anticipé pour l'année 2024-2025 est de  
11 100 %. Au réel, toutefois, il pourrait survenir des situations où il serait plus avantageux  
12 pour la clientèle de ne pas atteindre un tel coefficient d'utilisation. Si cela se produisait,  
13 Énergir agirait dans le meilleur intérêt de la clientèle.

### 3.1.5 Nombre maximum de jours d'interruption

14 Le tableau 6 ci-dessous présente le nombre maximum de jours d'interruption pour  
15 l'année 2024-2025, qui sera intégré à la section « Interruptions » du « Service de  
16 distribution D<sub>5</sub> : Interruptible » des *Conditions de service et Tarif*.

Tableau 6

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	69	20
5.6	10 000	30 000	70	20
5.7	30 000	100 000	70	30
5.8	100 000	300 000	70	30
5.9	300 000	et plus	75	30

### 3.2 PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2025-2028 – SCÉNARIOS DE BASE, HAUT ET BAS

#### 3.2.1 Fourniture de gaz naturel

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

#### 3.2.2 Transport

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

11 Pour les deux dernières années, soit 2026-2027 et 2027-2028, Énergir se retrouvera en  
 12 situation de déficit. Pour le moment, Énergir ne prévoit pas combler ces déficits dans la  
 13 prochaine année et évaluera les options qui lui sont disponibles en temps opportun.

### **3.2.3 Équilibrage**

1 Énergir prévoit maintenir les capacités d'entreposage sur l'horizon du plan  
2 d'approvisionnement. Le détail des capacités, pour les périodes concernées, se trouve à  
3 l'annexe 6, lignes 26 à 30 : le volume utile de l'usine LSR pour la clientèle réglementée  
4 (daQ) est indiqué à la ligne 26.

5 Deux contrats d'entreposage à Dawn sont venus à échéance le 31 mars 2024 et Énergir  
6 présente, à la pièce Énergir-H, Document 4, les caractéristiques du nouveau contrat  
7 d'entreposage conclu.

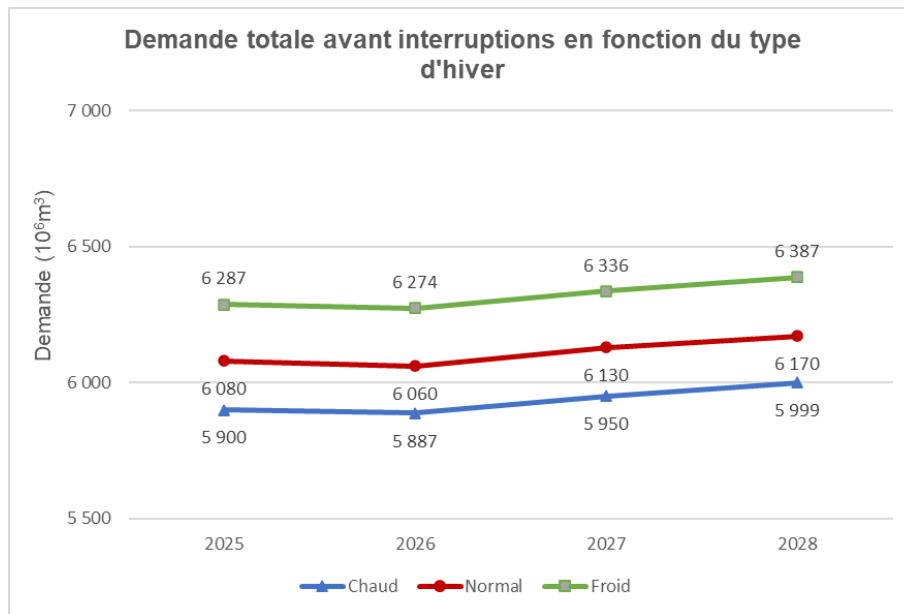
8 Énergir dépose également, à la pièce Énergir-H, Document 5, les caractéristiques qu'elle  
9 désire faire approuver pour les capacités d'entreposage qui viendront à échéance le  
10 31 mars 2032.

### **3.2.4 Impact de la température**

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

15 Les variations potentielles de la demande de ces scénarios pour les quatre années du  
16 plan d'approvisionnement 2025-2028 sont présentées au graphique 1 ci-dessous :

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 situaient 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>22</sup>) pour les années 2024-2025 à 2027-2028. Pour les deux  
 13 dernières années du plan, des achats de capacité de transport supplémentaires seraient  
 14 nécessaires.

<sup>22</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 pour l'approvisionnement régulier aux points d'achats 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 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 2024-2025 sont présentés dans les sous-sections ci-dessous.

#### 4.1.1 Vente de transport *a priori*

1 L'année 2024-2025 du plan d'approvisionnement ne prévoit pas de vente de transport  
2 *a priori*.

#### 4.1.2 Vente de transport non utilisé

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

### 4.2 TRANSACTIONS FINANCIÈRES

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

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

#### 4.2.1 Échange période

12 Énergir a effectué une transaction d'échange, période dans laquelle un volume sera reçu  
13 en avril et mai 2024 et sera remis en janvier et février 2025. Le volume échangé est de  
14 95 270 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>, pour lequel Énergir recevra un revenu de 6,7823 cents/m<sup>3</sup> en 2025, soit un  
15 revenu total de 6,45 M\$. Énergir entend moduler ses achats de fourniture et ses capacités  
16 d'entreposage afin de pouvoir répondre à cet engagement.

## **CONCLUSION**

1 Énergir a présenté son plan d'approvisionnement couvrant les années 2025 à 2028  
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 2025-2028, 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 2025-2028, incluant le**  
10 **présent contexte et la présente stratégie d'approvisionnement;**
- 11 • **de mettre fin au suivi du paragraphe 492 de la décision D-2020-057;**
- 12 • **d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des informations déposées**  
13 **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 2025
	(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	924	2023-11-01	2024-10-31	5A	32	3%	821
2							<b>TOTAL - Empress</b>		
3	<b>Dawn</b>	2024-03-31	0	2024-10-01	2025-09-30	Dawn	0	0%	1 348
4							<b>TOTAL - Dawn</b>		
5	<b>Territoire d'Énergir</b>	VSH	11	2023-10-01	2024-09-30	Prix négocié	4	15%	48
6		2037-03-31							
7		GSR (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>2 217</b>
11								<b>2,64%</b>	

**ACHATS DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL PROJÉTÉS - ANNÉE 2024-2025\***

	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	
1	oct-24	17	17	34	56	14	70	2,6	0,0	2,6	75	31	106	4,8%
2	nov-24	98	98	195	36	31	67	2,5	0,0	2,5	136	129	265	12,0%
3	déc-24	94	94	188	37	32	70	2,6	0,0	2,6	134	126	260	11,7%
4	janv-25	146	146	292	37	32	70	4,3	0,0	4,3	188	178	366	16,5%
5	févr-25	119	119	239	35	30	65	4,1	0,0	4,1	158	149	308	13,9%
6	mars-25	106	106	211	37	32	70	4,6	0,0	4,6	148	138	285	12,9%
7	avr-25	52	52	105	28	39	67	4,4	0,0	4,4	85	92	176	8,0%
8	mai-25	1	1	2	29	40	70	4,6	0,0	4,6	35	41	76	3,4%
9	juin-25	14	14	29	28	39	67	4,4	0,0	4,4	47	53	100	4,5%
10	juil-25	6	6	12	29	40	70	4,6	0,0	4,6	39	46	86	3,9%
11	août-25	15	15	30	29	40	70	4,6	0,0	4,6	49	56	104	4,7%
12	sept-25	6	6	13	28	39	67	4,4	0,0	4,4	39	46	85	3,8%
13	<b>Total</b>	<b>674</b>	<b>674</b>	<b>1 348</b>	<b>410</b>	<b>410</b>	<b>821</b>	<b>48</b>	<b>0</b>	<b>48</b>	<b>1 132</b>	<b>1 084</b>	<b>2 217</b>	
14	<b>Prorata du total</b>			<b>60,8%</b>			<b>37,0%</b>			<b>2,2%</b>	<b>51,1%</b>	<b>48,9%</b>		

\* Basé sur le plan d'hiver chaud.

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

	Segment (1)	Transporteur (service) (2)	Échéance (3)	Débit total Année 2025 (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> /an) (4)	Débit quotidien					Modalité contractuelle (11)	Note (12)	
					2024-10-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (5)	2024-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (6)	2025-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (7)	2026-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (8)	2027-11-01 (10 <sup>3</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)	2032-12-31	703	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	3	Term-up	
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)	2032-10-31	482	1 320	1 320	1 320	1 320	1 320	2	Term-up	
11			2032-10-31	318	872	872	872	872	872	2	Term-up	
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	0			
15		<i>Sous-total</i>		790	2 164	2 164	2 164	2 164	0			
16	Parkway-Energir EDA	TCPL (STS)	2032-10-31	433	1 188	1 188	1 188	1 188	1 188	2	Term-up	
17			2032-10-31	247	676	676	676	676	676	2	Term-up	
18			2032-10-31	1 209	3 313	3 313	3 313	3 313	3 313	2	Term-up	
19			2032-10-31	193	528	528	528	528	528	2	Term-up	
20		<i>Sous-total</i>		2 082	5 705	5 705	5 705	5 705	5 705			
21		TCPL (FTSH)	2032-10-31	626	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	2	Term-up	
22			2032-10-31	2 304	6 312	6 312	6 312	6 312	6 312	1	Term-up	
23			2032-10-31	376	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029	1	Term-up	
24	2032-10-31		188	515	515	515	515	515	1	Term-up		
25	2032-10-31	819	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	1	Term-up		
26	2032-10-31	349	955	955	955	955	955	955	1			
27	2040-10-31	201	602	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	2 261	4	
38			2032-10-31	353	968	968	968	968	968	968	4	
39		<i>Sous-total</i>		5 584	15 298	15 298	15 298	15 298	15 298			
41		Tierce partie		2025-03-31	274	1 814	1 814	0	0	0		
42	2024-10-31			21	686	0	0	0	0			
43	2027-03-31			105	0	696	696	696	696	0		
44	2027-03-31			105	0	696	696	696	696	0		
45	2027-02-28			25	0	278	278	278	278	0	5	
46	<i>Sous-total</i>		530	2 500	3 484	1 670	1 670	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.
5. Contrats courant de décembre à février.

**TARIFS DE TRANSPORT**

TCPL <sup>1</sup>			Au 1 <sup>er</sup> janvier 2024		
			(\$/GJ/mois)	(\$/GJ)	(¢/m <sup>3</sup> )
			(1)	(2)	(3)
1	<b>FTLH Empress - North Bay Junction - Energir EDA</b>	Prime fixe	43,6840	1,4362	5,442
2	<b>FTLH Empress - North Bay Junction - Energir NDA</b>	Prime fixe	31,0960	1,0223	3,873
3	<b>FTSH Dawn - Energir EDA</b>	<i>Prime fixe</i>	19,9986	0,6575	2,491
4		<i>Surcharge point de réception Union Dawn</i>	0,1314	0,0043	0,016
5		Total	20,1300	0,6618	2,508
6	<b>FTSH Parkway - Energir EDA</b>	Prime fixe	15,5000	0,5096	1,931
7	<b>FTSH Parkway - Energir NDA</b>	Prime fixe	12,6809	0,4169	1,580
8	<b>STS Parkway - Energir EDA/NDA</b>	Prime fixe	15,5000	0,5096	1,931
ENBRIDGE GAS <sup>1</sup>			Au 1 <sup>er</sup> janvier 2023		
			(\$/GJ/mois)	(\$/GJ)	(¢/m <sup>3</sup> )
			(1)	(2)	(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 2025
1	FTLH Empress-Energir EDA	4,67%
2	FTLH Empress-Energir NDA	3,68%
3	FTLH Empress-Dawn	4,00%
4	FTSH Dawn-Energir EDA	1,34%
5	FTSH Parkway-Energir EDA	1,02%
6	FTSH Parkway-Energir NDA	0,77%
7	STS Parkway-Energir EDA	1,02%
Enbridge Gas		Tarif M12 Dawn à Parkway
8	Octobre	0,805%
9	Novembre	0,959%
10	Décembre	1,086%
11	Janvier	1,271%
12	Février	1,187%
13	Mars	1,108%
14	Avril	0,942%
15	Mai	0,670%
16	Juin	0,559%
17	Juillet	0,543%
18	Août	0,433%
19	Septembre	0,428%

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

	Fournisseur (1)	Contrat (2)	Échéance (3)	Capacité (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> ) (4)	Critère de retrait selon le niveau d'inventaire (5)	Capacité maximale de retrait ( 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour ) (6)	Critère d'injection selon le niveau d'inventaire (7)	Capacité maximale d'injection ( 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour ) (8)							
1	<b>Enbridge Gas</b>	LST 151	2025-03-31	201 125		2 414		3 017							
2						1 609		3 017							
3		LST 176	2032-03-31	99 600		1 200		1 490							
4						897		1 490							
5		ASN 008	n/a	Note 1	0										
6										Total	300 725	> 75 181	3 614	> 225 544	4 507
7															
8	<b>Intragaz PdL *</b>		2033-04-30	37 600	[entre ; et]	2 000	[entre ; et]	3 000							
9					[33 800 ; 37 600]		[0 ; 14 400]		1 800	[14 400 ; 22 600]	1 800				
10					[30 000 ; 33 800]		[22 600 ; 26 300]		1 600	[26 300 ; 30 000]	1 500				
11					[26 200 ; 30 000]		[26 300 ; 30 000]		1 450	[30 000 ; 33 000]	1 200				
12					[24 350 ; 26 200]		[30 000 ; 33 000]		1 300	[33 000 ; 35 500]	800				
13					[22 500 ; 24 350]		[35 500 ; 37 600]		1 150	[18 800 ; 20 650]	500				
14					[20 650 ; 22 500]				1 000	[13 150 ; 18 800]	150				
15					[18 800 ; 20 650]				800	[6 000 ; 13 150]					
16					[13 150 ; 18 800]				500	[0 ; 6 000]					
17	[6 000 ; 13 150]		200												
18	<b>Intragaz Saint-Flavien *</b>		2033-04-30	130 000	[entre ; et]	2 400	[entre ; et]	22 734							
19					[70 000 ; 130 000]		[0 ; 303 120]		2 200	[303 120 ; 568 350]	34 101				
20					[57 500 ; 70 000]		[568 350 ; 1 136 700]		2 000	[1 136 700 ; 1 420 875]	45 468				
21					[37 500 ; 57 500]		[1 420 875 ; 2 178 675]		1 600	[2 178 675 ; 2 652 300]	60 624				
22					[30 000 ; 37 500]		[2 652 300 ; 4 925 700]		1 200		75 780				
23					[15 000 ; 30 000]				900		83 358				
24					[8 000 ; 15 000]				600		90 936				
25					[0 ; 8 000]										
26	<b>LSR *</b>		Capacité totale	59 400	n/a	5 806	Liquéfaction brute	330							
27			Capacité utile	58 600			en vaporisation		Liquéfaction nette	297					
28			Activité réglementée	53 600											
29			Client GM GNL	5 000											

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

34 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>ENBRIDGE GAS</b>			<b>000 \$</b>	<b>\$/10<sup>3</sup>m<sup>3</sup></b>
<b>Prime fixe sur la capacité contractuelle</b>				
1	LST 151			29,554
2	LST 176			53,430
3	ASN 008		0,000	
4	<b>Prime variable (retrait et injection)</b>			0,227
5	<b>Prime variable (retrait et injection excédentaire)</b>			1,553
<b>Ratio de gaz de compression</b>				
6	Retrait et injection	0,60%		
7	Retrait et injection excédentaire	1,03%		
<b>INTRAGAZ</b>			<b>\$/mois</b>	
8	<b>Frais mensuel</b>		1 755 800	
<b>Ratios projetés de gaz de compression - Pointe du Lac</b>				
9	Retrait	3,50%		
10	Injection	0,20%		
<b>Ratios projetés de gaz de compression - Saint-Flavien</b>				
11	Retrait	0,00%		
12	Injection	0,00%		

## ANNEXE 4

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

1 Lors de la Cause tarifaire 2023-2024, Énergir a soulevé son inquiétude quant à la variation  
2 importante du facteur DJ\*V d'une année à l'autre et à la variation en conséquence sur la journée  
3 de pointe calculée. Dans sa décision D-2023-127, la Régie a demandé au Distributeur de produire  
4 une étude permettant de valider la pertinence de ce facteur. La section 1 décrit les démarches  
5 d'Énergir à cet effet.

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

- 8 • le détail de la projection de la demande continue en journée de pointe pour la  
9 Cause tarifaire 2024-2025;
- 10 • l'évolution de la demande continue en journée de pointe entre la Cause tarifaire  
11 2023-2024 et la Cause tarifaire 2024-2025;
- 12 • le détail des calculs des facteurs d'ajustement appliqués sur les résultats de la régression  
13 pour refléter l'année témoin selon l'année de référence ainsi que pour les trois années  
14 précédant l'année témoin; et
- 15 • la projection de volume pour une journée comportant 39 degrés-jour (DJ), 37 DJ pour le  
16 jour précédent et un vent moyen de 15 km/h sur la base des paramètres de la régression  
17 utilisée dans le calcul de la journée de pointe.

18 La section 3 présente la méthode d'établissement du débit quotidien de l'hiver extrême ainsi que  
19 les différents éléments et suivis relatifs à ce sujet, soit :

- 20 • Le détail de l'établissement du débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême pour la  
21 Cause tarifaire 2024-2025; et
- 22 • L'évolution des besoins en hiver extrême entre la Cause tarifaire 2023-2024 et la  
23 Cause tarifaire 2024-2025.



**1 ÉTUDE PORTANT SUR LE FACTEUR DJ\*V**

1 Lors de la Cause tarifaire 2023-2024, Énergir a constaté que la régression basée sur la demande  
2 de l'hiver 2021-2022 génère une variation de la pointe qui ne suit pas la variation du volume  
3 projeté pour l'hiver 2023-2024. Énergir a également constaté une augmentation importante du  
4 facteur DJ\*V par rapport aux années précédentes. En l'absence d'explication plausible, Énergir  
5 n'a pas pu exclure une erreur d'échantillonnage. Ainsi, la solution retenue pour la Cause  
6 2023-2024 a été d'utiliser l'hiver 2019-2020 comme année de référence, soit le dernier hiver  
7 complet non impacté par la pandémie de la COVID-19.

8 Pour répondre à la demande de la Régie dans sa décision D-2023-127, Énergir a mandaté une  
9 firme de conseil externe pour mener une étude sur la pertinence du facteur lié au vent. En raison  
10 du court délai entre le moment de la décision de la Régie et le dépôt de la Cause tarifaire actuelle,  
11 il n'a pas été possible pour Énergir d'obtenir une version finale du rapport mandaté, de l'analyser  
12 ni de reproduire les propositions de la firme externe dans le cadre de la Cause tarifaire 2024-2025.

13 Cependant, en fonction des résultats préliminaires obtenus dans cette étude, il semble que  
14 l'année de référence 2022-2023 soit assez représentative pour être utilisée dans le cadre de la  
15 Cause tarifaire 2024-2025. Ainsi, selon les calculs préliminaires soumis par la firme externe, les  
16 résultats de la méthodologie actuelle et de leur proposition sont assez proches l'un de l'autre. Par  
17 conséquent, l'utilisation de la méthodologie actuelle donne un résultat légèrement inférieur pour  
18 2024-2025.

19 Pour cette raison, Énergir continuera à appliquer la méthode actuelle de régression dans le cadre  
20 de la Cause tarifaire 2024-2025, soit utiliser le dernier hiver disponible comme base de régression  
21 et les paramètres de régression incluant le facteur DJ\*V. Énergir prévoit pouvoir déposer le  
22 rapport de la firme externe, les modifications proposées ainsi qu'une analyse des impacts dans  
23 le prochain dossier tarifaire.

## 2 ÉTABLISSEMENT DE LA JOURNÉE DE POINTE

### 2.1 MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DE LA DEMANDE EN JOURNÉE DE POINTE

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

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

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

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

#### 2.1.1 Demande de la journée de pointe pour l'année 2024-2025 des clients au service continu visés par la régression

14 Les étapes sont les suivantes :

- 15 a) Établissement des paramètres de la régression linéaire : une régression linéaire  
16 est appliquée à la demande quotidienne réelle observée durant la période de  
17 l'hiver de la dernière année financière disponible (du 1<sup>er</sup> novembre 2022 au  
18 31 mars 2023) pour les clients au service continu, excluant les clients en  
19 combinaison tarifaire et les clients aux paliers 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en  
20 combinaison tarifaire;
- 21 b) Établissement de la journée de pointe la plus froide au cours des 30 dernières  
22 années : les paramètres  $D_{Jt}$ ,  $D_{Jt-1}$  et  $D_{Jt} \times v_t$  de la régression linéaire, établis au  
23 point a), sont appliqués aux différentes combinaisons des variables climatiques  
24 réchauffées pour chaque journée des 30 dernières années. La combinaison  $D_{Jt}$ ,

1  $D_{Jt-1}$  et  $D_{Jt}X_{Vt}$ , – générant le volume maximal sur cette période – définit la journée  
2 de pointe ainsi que les paramètres d'évaluation de cette journée;

3 c) Évaluation de la demande de la journée de pointe pour les clients visés par la  
4 régression : le produit des paramètres de la régression linéaire établis au point a),  
5 et des paramètres de la journée de pointe établis au point b), augmenté du facteur  
6 de base « Constante et Jour de semaine » résultant de la régression; et

7 d) Évaluation de la demande de la journée de pointe de l'année 2024-2025, pour les  
8 clients visés par la régression : un facteur d'ajustement est appliqué au calcul  
9 effectué au point c) pour refléter la demande prévue à la  
10 Cause tarifaire 2024-2025. Cet ajustement est évalué en comparant la demande  
11 des mois d'hiver prévue à la cause tarifaire, avec la demande découlant de  
12 l'application de la régression linéaire aux variables climatiques normales de la  
13 cause tarifaire.

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

14 Les étapes sont les suivantes :

- 15 • La somme des volumes souscrits des clients en combinaison tarifaire est  
16 considérée;
- 17 • La somme des volumes maximums des clients au service continu aux paliers 4.9  
18 et 4.10 qui ne sont pas en combinaison tarifaire, observés et ajustés pour refléter  
19 la projection à l'année témoin, est utilisée.

20 Le Tableau 1 ci-dessous présente l'évaluation de la demande continue pour les cinq  
21 journées historiquement les plus froides depuis 30 ans en fonction des paramètres de la  
22 journée de pointe. **La journée du 3 février 2023 est identifiée comme étant la journée**  
23 **de pointe historique des 30 dernières années, avec un volume projeté de**  
24 **36 620 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>.**

Tableau 1

**Volume projeté des 5 journées historiquement les plus froides depuis 30 ans  
en fonction des paramètres de la journée de pointe**

Élément	Paramètre de régression	Base 13 et températures réchauffées				
		2023-02-03	1994-01-15	2004-01-15	2014-01-02	2004-01-14
Base ( $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ )	14 315,03					
$DJ_t$ ( $10^3\text{m}^3/DJ$ )	441,23	40,66	39,73	36,54	37,06	39,13
$DJ_{t-1}$ ( $10^3\text{m}^3/DJ$ )	93,89	23,25	27,59	39,13	35,70	34,43
$DJ_t \times V_i$ ( $10^3\text{m}^3/DJ \times \text{km/h}$ )	1,95	1 117,33	1 015,08	1 151,03	879,78	452,15
<b>Volume projeté</b> ( $10^3\text{m}^3$ )		36 620	36 415	36 358	35 735	35 693

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.

## 2.2 ÉVOLUTION DE LA DEMANDE CONTINUE EN JOURNÉE DE POINTE ENTRE LA CAUSE TARIFAIRE 2023-2024 ET LA CAUSE TARIFAIRE 2024-2025

- 1 Le tableau 2 présente le calcul détaillé de la demande continue en journée de pointe ainsi
- 2 que l'évolution de celle-ci entre la Cause tarifaire 2023-2024 et la Cause tarifaire 2024-2025.
- 3 L'explication des écarts entre la projection de la demande continue en journée de pointe de
- 4 la Cause tarifaire 2023-2024 et celle de la Cause tarifaire 2024-2025 est également
- 5 présentée.
- 6 Comme le paramètre « mois » n'est plus utilisé, et comme mentionné dans la Cause tarifaire
- 7 2019-2020<sup>1</sup>, l'information pour la journée de pointe est présentée pour l'ensemble de l'hiver
- 8 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 PROJÉTÉE EN JOURNÉE DE POINTE  
POUR LA CAUSE TARIFAIRE 2024-2025

1 - Cause 2023-2024		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	2 235 303	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	387 495	
3	Clients 4.9 et 4.10	192 337	
4	Client biogaz en réseau dédié	14 600	
5	Autres	14 676	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
<hr/>			
6	Année de régression	2019-2020	Année utilisée à la Cause 2023-2024
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	36,54	Paramètres utilisés à la Cause 2023-2024 réchauffés
14	DJt-1	39,13	
15	DJtxDVt	1 151,03	
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
16	Pointe selon formule de régression	30 575	
17	Ajustement pour la demande 2023-2024	1,024	
18	Pointe clients continus purs et Autres	31 297	
19	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 443	
20	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
21	Client biogaz en réseau dédié	119	
22	Journée de pointe = maximum	<b>36 780</b>	
<hr/>			
<b>2 - Cause 2023-2024 - Changement de l'année de référence pour la régression</b>			
23	Année de régression	2022-2023	Année utilisée à la Cause 2024-2025
24	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)		
25	Base	8 403	
26	DJt	438	
27	DJt-1	93	
28	DJtxDVt	2	
29	Paramètres journée de pointe		
30	DJt	36,54	Paramètres utilisés à la Cause 2023-2024 réchauffés
31	DJt-1	39,13	
32	DJtxDVt	1 151,03	
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
33	Pointe selon formule de régression	30 283	
34	Ajustement pour la demande 2023-2024	1,024	
35	Pointe clients continus purs et Autres	30 998	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 443	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	119	
39	Journée de pointe = maximum	<b>36 481</b>	
40	<b>Variation de la pointe - Paramètres de la régression</b>	<b>-299</b>	Impact des paramètres de la régression 2024-2025 (I.39 - I.22)

## (tableau 2 - suite)

<b>3 - Cause 2023-2024 - Changement de l'année de référence pour les paramètres de la journée de pointe</b>			
41	Année de régression	2022-2023	Année utilisée à la Cause 2024-2025
42	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)		
43	Base	8 403	
44	DJt	438	
45	DJt-1	93	
46	DJtxDVt	2	
47	Paramètres journée de pointe		
48	DJt	40,66	Paramètres utilisés à la Cause 2024-2025 réchauffés
49	DJt-1	23,25	
50	DJtxDVt	1 117,33	
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
51	Pointe selon formule de régression	30 544	
52	Ajustement pour la demande 2023-2024	1,024	
53	Pointe clients continus purs et Autres	31 264	
54	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 443	
55	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
56	Client biogaz en réseau dédié	119	
57	Journée de pointe = maximum	<b>36 747</b>	
58	<b>Variation de la pointe - Paramètres de la journée de pointe</b>	<b>266</b>	Impact des paramètres de la journée de pointe 2024-2025 (1.57 - 1.39)
<b>4 - Cause Tarifaire 2024-2025</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	2 162 507	
60	Clients continus en combinaison tarifaire	367 877	
61	Clients 4.9 et 4.10	191 230	
62	Client biogaz en réseau dédié	0	
63	Autres	11 826	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
-----			
64	Année de régression	2022-2023	Année utilisée à la Cause 2024-2025
65	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)		
66	Base	8 403	
67	DJt	438	
68	DJt-1	93	
69	DJtxDVt	2	
70	Paramètres journée de pointe		
71	DJt	40,66	Paramètres utilisés à la Cause 2024-2025 réchauffés
72	DJt-1	23,25	
73	DJtxDVt	1 117,33	
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
74	Pointe selon formule de régression	30 544	
75	Ajustement pour la demande 2024-2025	1,007	
76	Pointe clients continus purs et Autres	30 770	
77	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 928	
78	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
79	Client biogaz en réseau dédié	0	
80	Journée de pointe = maximum	<b>36 620</b>	
81	<b>Variation de la pointe - Demande 2024-2025</b>	<b>-128</b>	Impact de la variation de la demande 2024-2025 (1.80 - 1.57)
82	<b>Sommaire des variations</b>		
83	Impact du changement de l'année de regression	-299	ligne 40
84	Impact du changement des paramètres de la journée de pointe	266	ligne 58
85	Impact de la variation de la demande du service continu	-128	ligne 81
86	<b>Variation totale de la pointe vs Cause Tarifaire 2023-2024</b>	<b>-160</b>	

### 2.3 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 2024-2025 et les quatre dernières années de  
 4 référence.

**Tableau 3**

#### Comparaison des demandes de pointe selon l'année de référence

	Année de référence de la régression				
	CT 2025 2022-2023	2021-2022	2020-2021	2019-2020	2018-2019
	Chaude (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Froide (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Chaude (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Froide (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Froide (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )
<b>Calcul du facteur d'ajustement</b>					
Volume d'hiver projeté selon régression (A)	2 563 202	2 603 214	2 500 316	2 580 097	2 556 433
Volume d'hiver visé de l'année témoin (B)	2 582 213	2 642 469	2 667 068	2 635 979	2 622 884
Ajustement pour la demande (C=B/A)	1,0074	1,0151	1,0667	1,0217	1,0260
<b>Demande de pointe selon régression (D)</b>	30 544	31 549	29 952	30 724	30 391
<b>Demande de pointe année témoin (E=DxC) (clients visés par la régression)</b>	30 770	32 025	31 950	31 387	31 181
Comparaison vs		4,08 %	-0,23 %	-1,76 %	-0,66 %

### 2.4 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

Projection des volumes pour une journée à 39 DJ, à 37 DJ le jour précédent  
et un vent de 15 km/h

Élément	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Volume
Base ( $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ )	14 315,03		14 315
DJ <sub>t</sub> ( $10^3\text{m}^3/\text{DJ}$ )	441,23	39	17 208
DJ <sub>t-1</sub> ( $10^3\text{m}^3/\text{DJ}$ )	93,89	37	3 474
DJ <sub>t</sub> x V <sub>i</sub> ( $10^3\text{m}^3/\text{DJ} \times \text{km/h}$ )	1,95	585	1 142
<b>Volume projeté (<math>10^3\text{m}^3</math>)</b>			<b>36 138</b>



### **3 DÉBIT QUOTIDIEN POUR RÉPONDRE À 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-après.

### 3.1 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**  
**Projection des volumes**  
**pour les cinq hivers les plus froids**

Année	Volumes projetés (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )
2014-2015	1 667 668
2013-2014	1 665 578
1993-1994	1 620 381
2018-2019	1 597 729
2002-2003	1 577 077

### 3.2 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 :

---

<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.

Clientèle au service continu

- 1 • L'application des paramètres de la régression linéaire utilisée au plan  
2 d'approvisionnement pour répartir la demande annuelle en demande quotidienne  
3 – considérant les facteurs calorifiques ( $DJ_t$  et  $DJ_{t-1}$ ), le facteur croisé de la température et  
4 du vent ( $DJ_t \times V_t$ ) – aux combinaisons quotidiennes « degrés-jours et vent » réchauffées  
5 de l'hiver extrême identifié, soit l'hiver 2014-2015;
- 6 • À cette demande est additionnée la portion continue de la demande des clients en  
7 combinaison tarifaire et les clients aux paliers 4.9 et 4.10 sans combinaison tarifaire, ces  
8 clients ayant été exclus de la régression. Le volume moyen de cette clientèle, pour chacun  
9 des mois, est utilisé;
- 10 • Pour les raisons expliquées à la section 3.1.1 de la pièce Énergir-H, Document 3, pour la  
11 Cause tarifaire 2024-2025, exceptionnellement, l'établissement de la demande au service  
12 continu pour l'hiver extrême inclut la demande des clients au service interruptible estimés  
13 incapables de s'interrompre, conformément à l'établissement de la demande de la journée  
14 de pointe.

Clientèle au service interruptible

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

19 Considérant les degrés-jours réchauffés de l'hiver 2014-2015, la demande saisonnière de  
20 l'ensemble de la clientèle avant interruption, excluant les volumes de gaz d'appoint concurrence,  
21 s'élève à 3 666 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

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

22 Les outils d'approvisionnement pour répondre à l'hiver extrême sont établis de façon à répondre  
23 à la totalité de la demande, et ce, pour chacune des journées de l'hiver extrême, en considérant

---

<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 les outils contractés par Énergir, l'effritement des outils dans son territoire (Saint-Flavien,  
2 Pointe-du-Lac et l'usine LSR) et le nombre maximal de jours d'interruption prévu aux *Conditions*  
3 *de service et Tarif*.

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

9 **Pour la Cause tarifaire 2024-2025, le débit quotidien requis pour répondre à la demande en**  
10 **hiver extrême est de 35 511 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour.**

### **3.4 ÉVOLUTION DES BESOINS EN HIVER EXTRÊME ENTRE LA CAUSE TARIFAIRE 2023-2024 ET LA CAUSE TARIFAIRE 2024-2025**

11 Le tableau 6 présente et explique la variation des besoins en hiver extrême entre la  
12 Cause tarifaire 2023-2024 et la Cause tarifaire 2024-2025.

Tableau 6

<b>Données de l'hiver extrême</b>			
	<b>2023-2024</b>	<b>2024-2025</b>	
	Volume	Volume	Écart
	(1)	(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	3 575	3 502	-73
3 Interruptible volet A	73	95	22
4 Interruptible volet B	40	70	29
5 Total	3 688	3 666	-22
<b>Demande moyenne (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>			
6 Continue	23 522	23 192	-330
7 Interruptible volet A	480	626	146
8 Interruptible volet B	264	461	197
9 Total	24 265	24 279	13
<b>10 Demande maximale (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>			
11 Continue	32 302	32 048	-254
12 Interruptible volet A	837	909	72
13 Interruptible volet B	414	753	338
14 Total	33 553	33 710	156
15 Besoins d'approvisionnement (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	35 645	35 511	-134

**DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER - ANNÉE 2024-2025**

	oct-24 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (1)	nov-24 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (2)	déc-24 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (3)	janv-25 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (4)	févr-25 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (5)	mars-25 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (6)	avr-25 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (7)	mai-25 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (8)	juin-25 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (9)	juil-25 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (10)	août-25 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (11)	sept-25 (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>	152	283	379	457	396	346	207	115	75	66	72	78	1 862	764	2 626
2	Tarif D <sub>3</sub>	22	22	25	23	25	26	20	22	19	20	19	18	122	140	262
3	Tarif D <sub>4</sub>	219	245	248	265	250	268	249	225	220	211	222	207	1 276	1 554	2 830
4	Total Continue	393	550	652	745	672	641	476	362	314	297	313	303	3 260	2 458	5 718
5	Interruptible	17	29	33	31	32	32	21	17	15	9	11	8	157	98	255
6	Client biogaz en réseau dédié	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Gaz d'appoint concurrence	18	0	0	0	0	0	14	16	14	16	16	14	0	107	107
8	<b>Sous-total Demande</b>	<b>428</b>	<b>579</b>	<b>686</b>	<b>776</b>	<b>704</b>	<b>673</b>	<b>511</b>	<b>394</b>	<b>344</b>	<b>321</b>	<b>339</b>	<b>326</b>	<b>3 417</b>	<b>2 664</b>	<b>6 080</b>
9	Gaz de la compagnie et autres comp.	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	3	2	4
10	Gaz perdu	1	2	2	3	2	2	2	1	1	1	1	1	12	9	21
11	Compression - transport	10	14	16	20	16	15	9	8	7	8	8	6	81	56	138
12	Compression - entreposage	0	0	0	1	1	0	0	0	1	1	1	1	2	3	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>440</b>	<b>595</b>	<b>705</b>	<b>800</b>	<b>724</b>	<b>691</b>	<b>523</b>	<b>404</b>	<b>353</b>	<b>331</b>	<b>349</b>	<b>334</b>	<b>3 514</b>	<b>2 733</b>	<b>6 248</b>
<b>INVENTAIRES injections</b>																
15	Entreposage souterrain à Dawn	0	0	0	0	0	6	21	45	66	69	56	0	263	263	0
16	LSR (daQ)	9	9	0	0	0	0	0	0	0	1	0	9	10	19	0
17	Pointe-du-Lac	4	0	0	4	10	0	0	0	0	0	0	14	4	17	0
18	Saint-Flavien	6	13	2	0	0	0	0	26	24	21	18	15	95	110	0
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>19</b>	<b>22</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>10</b>	<b>6</b>	<b>21</b>	<b>71</b>	<b>90</b>	<b>91</b>	<b>74</b>	<b>38</b>	<b>372</b>	<b>410</b>	<b>0</b>
21	<b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>459</b>	<b>617</b>	<b>707</b>	<b>804</b>	<b>734</b>	<b>691</b>	<b>529</b>	<b>425</b>	<b>423</b>	<b>421</b>	<b>441</b>	<b>408</b>	<b>3 552</b>	<b>3 105</b>	<b>6 657</b>
<b>APPROVISIONNEMENT</b>																
22	FTLH Emp - Energir - avant vente	70	67	70	70	63	70	67	70	67	70	70	67	339	480	819
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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
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>71</b>	<b>73</b>	<b>73</b>	<b>66</b>	<b>73</b>	<b>71</b>	<b>73</b>	<b>71</b>	<b>73</b>	<b>73</b>	<b>71</b>	<b>356</b>	<b>505</b>	<b>861</b>
29	Achats dans le territoire	3	2	3	4	4	5	4	5	4	5	5	4	18	30	48
30	Achats à Empress (GR)	4	3	3	4	3	3	3	3	3	3	3	3	17	21	38
31	Achats à Dawn (GR)	34	222	239	291	289	254	109	6	29	12	31	13	1 294	232	1 527
32	Livraisons à Dawn (AD)	329	302	312	312	281	312	315	327	316	327	327	316	1 518	2 259	3 776
33	Biogaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
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>369</b>	<b>529</b>	<b>556</b>	<b>611</b>	<b>578</b>	<b>573</b>	<b>431</b>	<b>341</b>	<b>352</b>	<b>347</b>	<b>366</b>	<b>336</b>	<b>2 847</b>	<b>2 542</b>	<b>5 389</b>
<b>INVENTAIRES retraits</b>																
36	Entreposage souterrain à Dawn	16	16	74	84	63	9	0	0	0	0	0	0	246	16	261
37	LSR (daQ)	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	6	7	13
38	Pointe-du-Lac	0	0	0	8	6	1	0	0	0	0	0	0	15	0	15
39	Saint-Flavien	0	0	3	22	17	34	26	10	0	0	0	0	77	36	113
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>17</b>	<b>17</b>	<b>77</b>	<b>117</b>	<b>87</b>	<b>45</b>	<b>27</b>	<b>11</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>343</b>	<b>59</b>	<b>402</b>
42	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>459</b>	<b>617</b>	<b>707</b>	<b>801</b>	<b>731</b>	<b>691</b>	<b>529</b>	<b>425</b>	<b>423</b>	<b>421</b>	<b>441</b>	<b>408</b>	<b>3 547</b>	<b>3 105</b>	<b>6 652</b>
43	<b>INTERRUPTIONS BRUTES</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-3</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>-5</b>	<b>0</b>	<b>-5</b>

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2025-2028**

	2025			2026			2027			2028		
	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	3 260	2 458	5 718	3 236	2 474	5 710	3 244	2 523	5 766	3 256	2 560	5 816
2	157	98	255	150	93	244	150	107	257	149	97	247
3	0	107	107	0	107	107	0	107	107	0	107	107
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	<b>3 417</b>	<b>2 664</b>	<b>6 080</b>	<b>3 386</b>	<b>2 675</b>	<b>6 060</b>	<b>3 394</b>	<b>2 737</b>	<b>6 130</b>	<b>3 406</b>	<b>2 764</b>	<b>6 170</b>
6	-5	0	-5	-7	0	-7	-7	0	-7	-5	0	-5
7	14	11	25	14	11	25	14	11	25	14	11	25
8	83	59	142	82	60	142	82	60	142	76	61	137
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	<b>3 509</b>	<b>2 733</b>	<b>6 243</b>	<b>3 475</b>	<b>2 745</b>	<b>6 220</b>	<b>3 484</b>	<b>2 808</b>	<b>6 291</b>	<b>3 491</b>	<b>2 836</b>	<b>6 327</b>
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>												
11	339	480	819	339	480	819	339	480	819	341	480	821
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	17	25	42	17	25	42	17	25	42	18	25	42
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	<b>356</b>	<b>505</b>	<b>861</b>	<b>356</b>	<b>505</b>	<b>861</b>	<b>356</b>	<b>505</b>	<b>861</b>	<b>359</b>	<b>505</b>	<b>863</b>
18	18	30	48	25	37	61	27	39	66	36	52	88
19	17	21	38	17	21	38	17	21	38	17	21	38
20	1 294	232	1 527	1 253	249	1 503	1 236	267	1 503	1 211	290	1 501
21	1 518	2 259	3 777	1 513	2 252	3 765	1 530	2 275	3 805	1 550	2 288	3 838
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	306	-313	-8	311	-319	-8	317	-300	17	318	-320	-2
25	<b>3 509</b>	<b>2 733</b>	<b>6 243</b>	<b>3 475</b>	<b>2 745</b>	<b>6 220</b>	<b>3 484</b>	<b>2 808</b>	<b>6 291</b>	<b>3 491</b>	<b>2 836</b>	<b>6 327</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> )
27	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
29	4,6		121,9	4,6		121,9	4,6		121,9	4,6		121,9
30	11,4		301,6	11,4		301,6	11,4		301,6	11,4		301,6
	<b>19,5</b>		<b>514,7</b>	<b>19,5</b>		<b>514,7</b>	<b>19,5</b>		<b>514,7</b>	<b>19,5</b>		<b>514,7</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</b>												
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
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)
32		1 388	36 620		1 378	36 358		1 377	36 349		1 373	36 229
33		1 346	35 511		1 356	35 777		1 353	35 716		1 358	35 833
		1 388	36 620		1 378	36 358		1 377	36 349		1 373	36 229
34		85	2 243		85	2 243		85	2 243		85	2 243
35		0	0		0	0		0	0		0	0
36		1	24		3	68		5	145		6	163
37		4	116		4	116		4	116		4	116
38		83	2 192		83	2 192		83	2 192		83	2 192
39		82	2 164		82	2 164		0	0		0	0
40		522	13 777		522	13 777		522	13 777		522	13 777
41		216	5 705		216	5 705		216	5 705		216	5 705
42		76	2 000		76	2 000		76	2 000		76	2 000
43		91	2 400		91	2 400		91	2 400		91	2 400
44		0	0		0	0		0	0		0	0
45		208	5 490		228	6 017		228	6 017		228	6 017
46		4	110		0	0		0	0		0	0
47		15	400		15	400		15	400		15	400
48		1 388	36 620		1 405	37 082		1 326	34 995		1 327	35 013
49		0	0		0	0		0	0		0	0
50		1 388	36 620		1 405	37 082		1 326	34 995		1 327	35 013
51		0	0		27	725		-51	-1 354		-46	-1 216
52		0,0%	0,0%		2,0%	2,0%		-3,9%	-3,9%		-3,5%	-3,5%
53		0	0		-27	-725		51	1 354		46	1 216
54		1 388	36 620		1 378	36 358		1 377	36 349		1 373	36 229
55		0	0		0	0		0	0		0	0
56			0,0%			0,0%			0,0%			0,0%

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

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2025-2028**  
**Impact potentiel de la température**

	2025 (1)	2026 (2)	2027 (3)	2028 (4)
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>				
1 Continue	[ 5 543 ; 5 918 ]	[ 5 542 ; 5 917 ]	[ 5 592 ; 5 788 ]	[ 5 651 ; 5 886 ]
2 Interruptible	[ 249 ; 261 ]	[ 238 ; 250 ]	[ 251 ; 441 ]	[ 241 ; 394 ]
3 Gaz d'appoint	107	107	107	107
4 Client biogaz en réseau dédié	0	0	0	0
5 <b>Sous-total</b>	<u>[ 5 900 ; 6 287 ]</u>	<u>[ 5 887 ; 6 274 ]</u>	<u>[ 5 950 ; 6 336 ]</u>	<u>[ 5 999 ; 6 387 ]</u>
6 Interruptions	[ -1 ; -12 ]	[ -1 ; -19 ]	[ -2 ; -21 ]	[ -3 ; -22 ]
7 Gaz perdu et usage de la compagnie	[ 24 ; 26 ]	[ 24 ; 26 ]	[ 24 ; 26 ]	[ 25 ; 26 ]
8 Compression (transport et entreposage)	[ 138 ; 147 ]	[ 138 ; 147 ]	[ 138 ; 147 ]	[ 133 ; 141 ]
9 Écart de mesurage	0	0	0	0
10 <b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>[ 6 062 ; 6 448 ]</b>	<b>[ 6 048 ; 6 428 ]</b>	<b>[ 6 110 ; 6 488 ]</b>	<b>[ 6 154 ; 6 533 ]</b>
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>				
11 Transport				
12 FTLH / NBJ (primaire et secondaire)	819	819	819	821
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>	<u>861</u>	<u>861</u>	<u>861</u>	<u>863</u>
18 Achats dans le territoire	48	61	66	88
19 Achat à Empress pour compression	38	38	38	38
20 Achats à Dawn (GR)	[ 1 348 ; 1 724 ]	[ 1 336 ; 1 693 ]	[ 1 330 ; 1 688 ]	[ 1 330 ; 1 691 ]
21 Livraisons à Dawn (AD)	3 776	3 765	3 805	3 838
22 Biogaz	0	0	0	0
23 Écart de mesurage	0	0	0	0
24 Retraits - injections	[ -10 ; 0 ]	[ -13 ; 9 ]	[ 10 ; 29 ]	[ -4 ; 13 ]
25 <b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>[ 6 062 ; 6 448 ]</b>	<b>[ 6 048 ; 6 428 ]</b>	<b>[ 6 110 ; 6 488 ]</b>	<b>[ 6 154 ; 6 533 ]</b>
<b>ENTREPOSAGE (capacité)</b>				
	(P.J)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(P.J)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
26 LSR (daQ)	2,0	53,6	2,0	53,6
27 Pointe-du-Lac	1,4	37,6	1,4	37,6
28 Saint-Flavien	4,6	121,9	4,6	121,9
29 Entreposage souterrain à Dawn	11,4	301,6	11,4	301,6
30 <b>TOTAL</b>	<b>19,5</b>	<b>514,7</b>	<b>19,5</b>	<b>514,7</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</b>				
	(T.J/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)	(T.J/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)
31 <b>Journée de pointe - continue</b>	<b>1 388</b>	<b>36 620</b>	<b>1 378</b>	<b>36 358</b>
32 <b>Besoins hiver extrême</b>	<b>1 346</b>	<b>35 511</b>	<b>1 356</b>	<b>35 777</b>
33 <b>Maximum</b>	<b>1 388</b>	<b>36 620</b>	<b>1 378</b>	<b>36 358</b>
<b>Approvisionnement</b>				
34 FTLH / NBJ (primaire et secondaire)	85	2 243	85	2 243
35 Transport par échange (EMP - Energir)	0	0	0	0
36 Achats dans le territoire - GNR	1	24	3	68
37 Transport clients et biogaz	4	116	4	116
38 FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192
39 Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	82	2 164
40 FTSH (Parkway - Energir)	522	13 777	522	13 777
41 STS	216	5 705	216	5 705
42 Pointe-du-Lac	76	2 000	76	2 000
43 Saint-Flavien	91	2 400	91	2 400
44 Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0
45 LSR (vaporisation)	208	5 490	228	6 017
46 Service de pointe*	4	110	0	0
47 Interruption de liquéfaction GM GNL	15	400	15	400
48 <b>Sous-total approvisionnements</b>	<b>1 388</b>	<b>36 620</b>	<b>1 405</b>	<b>37 082</b>
49 <b>Impact de la refonte du service interruptible</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
50 <b>TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)</b>	<b>1 388</b>	<b>36 620</b>	<b>1 405</b>	<b>37 082</b>
51 <b>Provision additionnelle avant achat / (vente)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>27</b>	<b>725</b>
52 % du total approvisionnements avant achat (vente) (1.50/ 1.47)	0,0%	0,0%	2,0%	2,0%
53 <b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-27</b>	<b>-725</b>
54 <b>TOTAL approvisionnements après achat / (vente)</b>	<b>1 388</b>	<b>36 620</b>	<b>1 378</b>	<b>36 358</b>
55 <b>Provision additionnelle après achat / (vente)</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%

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



**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2025-2028**  
**Scénario haut**

	2025 (1)		2026 (2)		2027 (3)		2028 (4)	
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>								
1	Continue	6 031	6 085	6 270	6 402			
2	Interruptible	296	302	323	320			
3	Gaz d'appoint	121	121	121	121			
4	Client biogaz en réseau dédié	0	0	0	0			
5	<b>Sous-total</b>	<b>6 448</b>	<b>6 507</b>	<b>6 714</b>	<b>6 842</b>			
6	Interruptions	-16	-18	-21	-16			
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	26	27	28	28			
8	Compression (transport et entreposage)	149	150	154	150			
9	Écart de mesurage	0	0	0	0			
10	<b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>6 613</b>	<b>6 671</b>	<b>6 880</b>	<b>7 010</b>			
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>								
11	Transport							
12	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	819	819	819	821			
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>861</b>	<b>861</b>	<b>861</b>	<b>863</b>			
18	Achats dans le territoire	48	61	66	88			
19	Achat à Empress pour compression	38	38	38	38			
20	Achats à Dawn (GR)	1 649	1 656	1 713	1 769			
21	Livraisons à Dawn (AD)	4 012	4 046	4 165	4 250			
22	Biogaz	0	0	0	0			
23	Écart de mesurage	0	0	0	0			
24	Retraits - injections	0	3	30	-5			
25	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>6 608</b>	<b>6 665</b>	<b>6 873</b>	<b>7 004</b>			
<b>ENTREPOSAGE (capacité)</b>								
26	LSR (daQ)	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0
27	Pointe-du-Lac	1,4	37,6	1,4	37,6	1,4	37,6	1,4
28	Saint-Flavien	4,6	121,9	4,6	121,9	4,6	121,9	4,6
29	Entreposage souterrain à Dawn	11,4	301,6	11,4	301,6	11,4	301,6	11,4
30	<b>TOTAL</b>	<b>19,5</b>	<b>514,7</b>	<b>19,5</b>	<b>514,7</b>	<b>19,5</b>	<b>514,7</b>	<b>19,5</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</b>								
31	<b>Journée de pointe - continue</b>	<b>1 416</b>	<b>37 368</b>	<b>1 432</b>	<b>37 791</b>	<b>1 456</b>	<b>38 431</b>	<b>1 480</b>
32	<b>Besoins hiver extrême</b>	<b>1 352</b>	<b>35 679</b>	<b>1 356</b>	<b>35 785</b>	<b>1 397</b>	<b>36 874</b>	<b>1 420</b>
33	<b>Maximum</b>	<b>1 416</b>	<b>37 368</b>	<b>1 432</b>	<b>37 791</b>	<b>1 456</b>	<b>38 431</b>	<b>1 480</b>
<b>Approvisionnement</b>								
34	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85
35	Transport par échange (EMP - Energir)	0	0	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire - GNR	1	24	3	68	5	145	6
37	Transport clients & biogaz	4	116	4	116	4	116	4
38	FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	82	2 164	0	0	0
40	FTSH (Parkway - Energir)	522	13 777	522	13 777	522	13 777	522
41	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216
42	Pointe-du-Lac	76	2 000	76	2 000	76	2 000	76
43	Saint-Flavien	91	2 400	91	2 400	91	2 400	91
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation)	208	5 490	228	6 017	228	6 017	228
46	Service de pointe	13	330	7	181	0	0	0
47	Interruption de liquéfaction GM GNL	15	400	15	400	15	400	15
48	<b>Sous-total approvisionnements</b>	<b>1 396</b>	<b>36 840</b>	<b>1 412</b>	<b>37 263</b>	<b>1 326</b>	<b>34 995</b>	<b>1 327</b>
49	<b>Impact de la refonte du service interruptible</b>	<b>20</b>	<b>528</b>	<b>20</b>	<b>528</b>	<b>20</b>	<b>528</b>	<b>20</b>
50	<b>TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)</b>	<b>1 416</b>	<b>37 368</b>	<b>1 432</b>	<b>37 791</b>	<b>1 346</b>	<b>35 523</b>	<b>1 347</b>
51	<b>Provision additionnelle avant achat / (vente)</b>	<b>-0,01</b>	<b>-0,37</b>	<b>-0,02</b>	<b>-0,42</b>	<b>-110</b>	<b>-2 908</b>	<b>-134</b>
52	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.50/ 1.47)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-7,6%	-7,6%	-9,0%
53	<b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>110</b>	<b>2 908</b>	<b>134</b>
54	<b>TOTAL approvisionnements après achat / (vente)</b>	<b>1 416</b>	<b>37 368</b>	<b>1 432</b>	<b>37 791</b>	<b>1 456</b>	<b>38 431</b>	<b>1 480</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>
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%

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2025-2028**  
**Scénario bas**

	2025 (1)		2026 (2)		2027 (3)		2028 (4)	
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>								
1	Continue	5 283	5 153	5 018	4 874			
2	Interruptible	183	176	173	169			
3	Gaz d'appoint	86	86	86	86			
4	Client biogaz en réseau dédié	0	0	0	0			
5	<b>Sous-total</b>	<b>5 551</b>	<b>5 415</b>	<b>5 277</b>	<b>5 129</b>			
6	Interruptions	-2	-2	-1	0			
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	23	22	22	21			
8	Compression (transport et entreposage)	132	129	126	116			
9	Écart de mesurage	0	0	0	0			
10	<b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>5 704</b>	<b>5 565</b>	<b>5 423</b>	<b>5 266</b>			
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>								
11	Transport							
12	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	819	819	819	821			
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>861</b>	<b>861</b>	<b>861</b>	<b>863</b>			
18	Achats dans le territoire	48	61	66	88			
19	Achat à Empress pour compression	38	38	38	38			
20	Achats à Dawn (GR)	1 330	1 258	1 168	1 075			
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 436	3 357	3 278	3 201			
22	Biogaz	0	0	0	0			
23	Écart de mesurage	0	0	0	0			
24	Retraits - injections	-9	-12	12	0			
25	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>5 704</b>	<b>5 565</b>	<b>5 423</b>	<b>5 266</b>			
<b>ENTREPOSAGE (capacité)</b>								
		(PJ)	(106m <sup>3</sup> )	(PJ)	(106m <sup>3</sup> )	(PJ)	(106m <sup>3</sup> )	(PJ)
26	LSR (daQ)	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0
27	Pointe-du-Lac	1,4	37,6	1,4	37,6	1,4	37,6	1,4
28	Saint-Flavien	4,6	121,9	4,6	121,9	4,6	121,9	4,6
29	Entreposage souterrain à Dawn	11,4	301,6	11,4	301,6	11,4	301,6	11,4
30	<b>TOTAL</b>	<b>19,5</b>	<b>514,7</b>	<b>19,5</b>	<b>514,7</b>	<b>19,5</b>	<b>514,7</b>	<b>19,5</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)
31	<b>Journée de pointe - continue</b>	<b>1 302</b>	<b>34 351</b>	<b>1 265</b>	<b>33 378</b>	<b>1 216</b>	<b>32 092</b>	<b>1 166</b>
32	<b>Besoins hiver extrême</b>	<b>1 320</b>	<b>34 826</b>	<b>1 309</b>	<b>34 540</b>	<b>1 284</b>	<b>33 886</b>	<b>1 259</b>
33	<b>Maximum</b>	<b>1 320</b>	<b>34 826</b>	<b>1 309</b>	<b>34 540</b>	<b>1 284</b>	<b>33 886</b>	<b>1 259</b>
<b>Approvisionnements</b>								
34	FTLH / NBJ (primaire et secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85
35	Transport par échange (EMP - Energir)	0	0	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire - GNR	1	24	3	68	5	145	6
37	Transport clients et biogaz	4	116	4	116	4	116	4
38	FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	82	2 164	0	0	0
40	FTSH (Parkway - Energir)	522	13 777	522	13 777	522	13 777	522
41	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216
42	Pointe-du-Lac	76	2 000	76	2 000	76	2 000	76
43	Saint-Flavien	91	2 400	91	2 400	91	2 400	91
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation)	208	5 490	228	6 017	228	6 017	228
46	Service de pointe	0	0	0	0	0	0	0
47	Interruption de liquéfaction GM GNL	15	400	15	400	15	400	15
48	<b>Sous-total approvisionnements</b>	<b>1 383</b>	<b>36 510</b>	<b>1 405</b>	<b>37 082</b>	<b>1 326</b>	<b>34 995</b>	<b>1 327</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>
50	<b>TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)</b>	<b>1 383</b>	<b>36 510</b>	<b>1 405</b>	<b>37 082</b>	<b>1 326</b>	<b>34 995</b>	<b>1 327</b>
51	<b>Provision additionnelle avant achat / (vente)</b>	<b>64</b>	<b>1 684</b>	<b>96</b>	<b>2 542</b>	<b>42</b>	<b>1 109</b>	<b>67</b>
52	<b>% du total approvisionnements avant achat / (vente)</b> (1.50/ 1.47)	<b>4,8%</b>	<b>4,8%</b>	<b>7,4%</b>	<b>7,4%</b>	<b>3,3%</b>	<b>3,3%</b>	<b>5,3%</b>
53	<b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>-64</b>	<b>-1 684</b>	<b>-96</b>	<b>-2 542</b>	<b>-42</b>	<b>-1 109</b>	<b>-67</b>
54	<b>TOTAL approvisionnements après achat / (vente)</b>	<b>1 320</b>	<b>34 826</b>	<b>1 309</b>	<b>34 540</b>	<b>1 284</b>	<b>33 886</b>	<b>1 259</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>
56	<b>% du total approvisionnements après achat / (vente)</b> (1.54/ 1.53)	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>