

**PLAN
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER**

**CONTEXTE ET
STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT**

HORIZON 2026 - 2029

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES	4
INTRODUCTION.....	5
1 Contexte et stratégie d’approvisionnement – Plan 2026-2029	5
1.1 Transport.....	6
1.2 Fourniture de gaz naturel	8
1.3 Autres sources d’approvisionnement.....	8
1.4 Équilibrage	9
1.5 Conclusion.....	11
2 Contrats d’approvisionnement existants	11
2.1 Fourniture de gaz naturel	11
2.1.1 Clients au service de fourniture de gaz naturel d’Énergir.....	11
2.1.2 Clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété	14
2.2 Transport.....	14
2.2.1 Services de transport du distributeur	15
2.2.2 Services de transport et d’équilibrage fournis par le client.....	15
2.2.3 Gaz d’appoint.....	15
2.2.4 Coûts de transport	15
2.3 Entreposage.....	16
2.3.1 Capacité d’espace, de retrait et d’injection	16
2.3.2 Coûts d’entreposage.....	16
3 Planification d’approvisionnements	16
3.1 Planification pour l’année 2025-2026.....	17
3.1.1 Établissement des outils de l’année 2025-2026	17
3.1.2 Demande et sources d’approvisionnement gazier	21
3.1.3 Stratégie d’approvisionnement et analyse de rentabilité	22
3.1.4 Coefficient d’utilisation FTLH	22
3.1.5 Nombre maximum de jours d’interruption.....	22
3.2 Plan d’approvisionnement 2025-2028 – Scénarios de base, haut et bas	22
3.2.1 Fourniture de gaz naturel.....	22
3.2.2 Transport.....	23
3.2.3 Équilibrage.....	23
3.2.4 Impact de la température.....	23
3.2.5 Scénario <i>haut</i>	24

3.2.6	Scénario <i>bas</i>	25
3.3	Risque découlant des différentes sources d’approvisionnement.....	25
4	Revenus d’optimisation prévus	26
4.1	Transactions opérationnelles	26
4.1.1	Vente de transport <i>a priori</i>	26
4.1.2	Vente de transport non utilisé	27
4.2	Transactions financières	27
CONCLUSION		27

Annexe 1 :	Contrats d’approvisionnement existants – Fourniture de gaz naturel Achats de fourniture de gaz naturel projetés – Année 2025-2026
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 2025-2026
Annexe 6 :	Plan d’approvisionnement 2026-2029
Annexe 7 :	Plan d’approvisionnement 2026-2029 – Impact potentiel de température
Annexe 8 :	Plan d’approvisionnement 2026-2029 – Scénario haut
Annexe 9 :	Plan d’approvisionnement 2026-2029 – Scénario bas

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES

daQ	clientèle assujettie à la distribution au Québec
Dawn	point situé dans le sud de l'Ontario
Degrés-jours	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
DJ * V	degrés-jours (en degrés Celsius) multiplié par le vent (en km/h)
Empress	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
FTLH	<i>Firm Transportation Long Haul</i> ; service de transport ferme de TCPL entre Empress et Énergir EDA/NDA, qui 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
FTSH	<i>Firm Transportation Short Haul</i> ; service de transport ferme de TCPL entre Dawn ou Parkway et Énergir EDA/NDA, qui est également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Dawn et Énergir EDA/NDA
Gigajoule (GJ)	1 milliard de joules = 10 ⁹ joules
GNL	gaz naturel liquéfié
GSR	gaz de source renouvelable
Énergir EDA	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
Énergir NDA	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
LSR	Liquéfaction Stockage Regazéification : abréviation utilisée pour désigner l'usine de gaz naturel liquéfié d'Énergir
LTFP	<i>Long term fixed price</i> ; service de transport ferme de TCPL entre Empress et Dawn à prix fixe pour la durée du contrat
Parkway	point situé dans le sud de l'Ontario, au nord-est de Dawn
STS	<i>Storage Transportation Service</i> ; service de transport ferme entre Parkway et Énergir EDA; ce service n'est ferme que du 1 ^{er} novembre au 15 avril, inclusivement
TCPL	TransCanada PipeLines Limited

INTRODUCTION

1 Le plan d’approvisionnement couvrant les années 2025-2026 à 2028-2029 est préparé par
2 Énergir, s.e.c. (Énergir) en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan*
3 *d’approvisionnement* (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 2025-2026 à 2028-2029 sera présenté, en tenant
9 compte des diverses informations prescrites au Règlement. Les données particulières à la
10 planification de l’année financière 2025-2026 seront également détaillées.

1 CONTEXTE ET STRATÉGIE D’APPROVISIONNEMENT – PLAN 2026-2029

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

14 Énergir doit disposer des outils nécessaires pour répondre à la demande continue des clients en
15 journée de pointe et à la demande saisonnière des clients aux services continu et interruptible.
16 Ces outils doivent par ailleurs être suffisamment flexibles pour s’adapter aux fluctuations de la
17 demande dues au climat et à l’économie.

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

1 Dans les sections suivantes, Énergir abordera de façon plus explicite les orientations envisagées
2 et les actions prises sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2026-2029.

1.1 TRANSPORT

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

6 L'article 72 (1) (3°) a) de la *Loi sur la Régie de l'énergie* prévoit que le plan d'approvisionnement
7 doit tenir compte de la marge excédentaire des capacités de transport, celle-ci pouvant
8 représenter jusqu'à 10 % des livraisons annuelles d'Énergir. En fonction des livraisons totales de
9 $5\,990\,10^6\text{m}^3$ ¹ projetées pour l'année 2024-2025, la marge excédentaire de 10 % exprimée en
10 capacités quotidiennes représenterait alors $1\,641\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ (c'est-à-dire
11 $5\,990\,10^6\text{m}^3/365 \times 10\%$). Pour l'année 2025-2026 et les suivantes, Énergir ne planifie pas, pour
12 l'instant, l'ajout de capacités de transport pour répondre à la marge excédentaire autorisée. En
13 effet, au moment de la rédaction du plan d'approvisionnement, aucun projet industriel ne répond
14 aux critères présentés lors de la Cause tarifaire 2019-2020² et dont la Régie de l'énergie (Régie)
15 a pris acte dans sa décision D-2019-141 (paragr. 189).

16 Le portefeuille de capacités de transport est principalement constitué de contrats de longue
17 durée. À l'hiver 2024, TCPL a lancé une procédure de *Term-Up*³ pour plusieurs de ses tronçons,
18 dont certains contrats sont détenus par Énergir. Au total, dans le cadre du *Term-Up*, 12 contrats
19 d'une capacité totale de 820 TJ/j ont été renouvelés.

20 Malgré le prolongement de la durée de ces contrats, Énergir sera en situation déficitaire pour les
21 quatre années du plan d'approvisionnement, notamment en raison de l'expiration, à
22 l'automne 2026, d'un contrat de 82 TJ/j avec une tierce partie.

23 Énergir a aussi signé un contrat 27 TJ/j en provenance d'Iroquois jusqu'à Énergir EDA du
24 1^{er} juin 2026 au 31 mai 2027 pour pallier la perte du contrat de 82 TJ/j déjà mentionnée. Comme

¹ Pièce Énergir-H, Document 2, tableau 1.

² Dossier R-4076-2018, pièces B-0058, Énergir-H, Document 2 et B-0192, Énergir-H, Document 10.

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

1 Énergir ne projette pas de prix à Iroquois dans la cause tarifaire, l'information pour l'utilisation de
2 ce contrat a été inscrite aux lignes d'achat à Dawn.

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

Tableau 1
Répartition des contrats par durée

Dates de fin de contrat	Contrats en vigueur au				
	2025-10-01 (%)	2025-11-01 (%)	2026-11-01 (%)	2027-11-01 (%)	2028-11-01 (%)
2027-05-31			2		
2030-12-31	10	10	10	10	10
2031-10-31	2	2	2	2	2
2032-10-31	79	79	77	79	79
2032-12-31	7	7	7	7	7
2040-10-31	2	2	2	2	2
Total	100	100	100	100	100

6 Compte tenu de la procédure de *Term-up*, l'échéance de la majorité des contrats de transport a
7 été repoussée en 2032. Ainsi, 88 % des contrats ont une durée de vie de plus de sept ans.

8 Pour l'année 2025-2026, l'équilibre est presque atteint entre les besoins en pointe et les outils
9 disponibles prévus pour y répondre. Pour combler le léger écart, un service de pointe est prévu
10 pour répondre à d'éventuels besoins de la première année du plan d'approvisionnement.

11 Il est à noter que la refonte du service interruptible (R-3867-2013, phase 4) pourrait également
12 modifier les besoins d'approvisionnement, mais l'impact précis sur le plan d'approvisionnement
13 ne peut être projeté tant que le nouveau service interruptible ne sera pas en vigueur. Dans
14 l'intervalle, pour établir le plan d'approvisionnement 2026-2029, aucun service interruptible
15 découlant de la refonte n'a été utilisé sur l'horizon du plan. Cependant, pour combler les besoins
16 réels de l'année 2025-2026, Énergir pourrait tenter de conclure une entente particulière pour un

1 service de pointe dans le cas où les coûts négociés seraient plus avantageux que les autres
2 alternatives⁴, comme celle soumise et approuvée dans le cadre de la Cause tarifaire 2024-2025.

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

1.2 FOURNITURE DE GAZ NATUREL

6 La stratégie d'acquisition de fourniture d'Énergir pour les années financières 2025-2026 à
7 2028-2029 est adaptée pour refléter les mouvements de la structure d'approvisionnement.

8 Pour l'année 2025-2026, Énergir procédera par appels d'offres pour les achats contractés
9 d'avance à Dawn, Empress ou Parkway. Comme par le passé, elle sélectionnera les fournisseurs
10 en fonction des critères suivants : la prime demandée, la notation de crédit et l'expérience passée.
11 Les clients en achat direct et à prix fixe effectueront leurs livraisons à Dawn.

12 En ce qui concerne l'initiative d'approvisionnement responsable en gaz naturel (l'Initiative),
13 Énergir souhaite informer la Régie qu'elle déposera une pièce distincte dans le cadre du dépôt
14 du deuxième volet de la phase 2, en mai 2025. Ce délai est requis afin de répondre adéquatement
15 au suivi demandé par la Régie en lien avec l'Initiative. La section 2.1 décrit plus amplement les
16 contrats existants, ainsi que les volumes d'achat de gaz naturel qu'Énergir prévoit contracter
17 d'avance pour l'année 2024-2025.

1.3 AUTRES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT

18 Depuis 2018, Énergir planifie des réceptions de GSR dans son plan d'approvisionnement. Elle
19 anticipe que de nouveaux approvisionnements en GSR deviendront disponibles sur l'horizon du
20 plan d'approvisionnement dans le but d'atteindre ses cibles réglementaires de 10 % d'ici 2030.

21 Il est également à noter que, comme les années précédentes, Énergir adopte une approche
22 prudente quant à la disponibilité future du GSR produit sur son territoire. Bien que
23 l'approvisionnement en gaz des futurs producteurs de GSR en territoire soit prévu au plan
24 d'approvisionnement, son impact sur les outils disponibles pour répondre au besoin de pointe

⁴ Dossier R-4177-2021, pièce B-0252, Énergir-H, Document 13 et décision D-2022-131, paragr. 30 et 32. Voir aussi l'article 14.3.2.7 des *Conditions de service et Tarif*.

1 n'est pris en compte que deux ans après leur mise en service, dans la mesure où les quantités
2 produites quotidiennement sont constantes.

1.4 ÉQUILIBRAGE

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

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

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

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

24 Les besoins d'équilibrage en cours de journée gazière sont, quant à eux, comblés en utilisant le
25 site d'entreposage souterrain situé à Dawn, au sud de l'Ontario. Ce site d'entreposage est un outil
26 très flexible en termes de débit de gaz journalier. Il permet une modulation des besoins de gaz
27 en cours de journée gazière par ses diverses fenêtres de nominations – notamment les fenêtres
28 STS – et est le seul outil qui permet de les utiliser. Ainsi, les capacités de retrait ou d'injection de

1 ce site permettent de répondre aux fluctuations de la demande de la clientèle tout au long de
2 l'année. En général, la flexibilité de cet outil est surtout utilisée en dehors des journées froides de
3 l'hiver. En journée froide, l'outil permet surtout d'éviter de faire des achats additionnels à Dawn
4 et peut permettre d'optimiser financièrement les coûts de la fourniture lorsque ceux-ci sont plus
5 élevés que pendant la saison estivale. Le plan d'approvisionnement tient compte des deux
6 nouveaux contrats d'entreposage qui ont été conclus à l'hiver 2025⁵.

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

11 Finalement, Énergir a pris en considération l'interruption de la liquéfaction du client GM GNL
12 comme outil de pointe. À cet effet, lors des journées d'interruption de la liquéfaction du client
13 GM GNL, Énergir utilisera le gaz naturel devant normalement être liquéfié par GM GNL pour
14 répondre à la demande de la clientèle de l'activité réglementée, soit la daQ. En contrepartie,
15 GM GNL pourra retirer – de l'inventaire réservé à la daQ – une quantité de GNL équivalente aux
16 volumes qui auraient dû être liquéfiés.

17 Énergir a établi son plan d'approvisionnement 2026-2029 en supposant :

- 18 • la fin des travaux de remplacement des vaporisateurs à l'usine LSR en octobre 2025⁶.
19 Toutefois, l'atteinte du plein potentiel de l'usine LSR n'est prévue que pour l'automne 2026
20 en raison du rodage du nouveau vaporisateur. En effet, certains bris d'équipement des
21 vaporisateurs cet hiver ont entraîné une perte de capacité importante sur des périodes de
22 plus de sept jours, ce qui incite Énergir à adopter une approche prudente en réduisant les
23 capacités projetées disponibles en tout temps de ces vaporisateurs pour l'hiver
24 2025-2026; et
- 25 • le maintien de l'ensemble de ses autres capacités d'entreposage.

⁵ Pièce Énergir-H, Document 4.

⁶ Dossier R-4209-2022, pièce B-0141, Énergir-30, Document 1 et dossier R-4242-2023, pièce B-0159, Énergir-41, Document 1.

1.5 CONCLUSION

1 Sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2026-2029, la structure d'approvisionnement est
2 principalement composée de capacités de transport en provenance de Dawn (via Parkway). Le
3 plan d'approvisionnement serait quasi équilibré en 2025-2026 et en déficit pour les trois dernières
4 années, si les hypothèses prévues se réalisaient.

5 Les sections 2 et 3 ci-après présentent plus spécifiquement les orientations prises dans la
6 planification des approvisionnements gaziers sur l'horizon 2026-2029

2 CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS

7 Cette section porte principalement sur les différents contrats d'approvisionnement déjà contractés
8 par Énergir. La structure d'approvisionnement est présentée par composante : la fourniture de
9 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

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

15 Le portefeuille de contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz naturel d'Énergir est
16 présenté à l'annexe 1, page 1. La date d'échéance, le point de livraison, la période
17 d'achat, ainsi que les volumes quotidiens et annuels reliés à chacun de ces contrats pour
18 le plan d'approvisionnement 2026-2029 y sont spécifiés. Le tableau présente également
19 les totaux visés au plan d'approvisionnement de l'année 2025-2026 et le ratio qui est
20 contracté à ce jour par rapport à ces totaux. Énergir projette sécuriser près de 50 % des
21 achats totaux au service de fourniture de gaz naturel avant le début de l'année financière
22 2025-2026.

1 Selon la structure d’approvisionnement projetée pour l’année 2025-2026, la répartition
2 mensuelle des achats prévus de fourniture de gaz naturel par point d’achat, ainsi que les
3 quantités qu’Énergir prévoit contracter d’avance avant le début de l’année financière
4 2024-2025, sont établies en fonction du scénario de l’hiver chaud.

5 Dans le scénario d’hiver normal, la majeure partie des achats de fourniture de gaz naturel
6 à contracter par Énergir (69,9 %) serait effectuée à Dawn ou à Parkway – principalement
7 en hiver – alors que l’autre portion du gaz naturel serait contractée à Empress (27,8 %).
8 Finalement, des achats de gaz naturel seraient effectués sur le territoire d’Énergir (2,3 %).

9 La stratégie d’achat à Dawn prend en considération la prévision des retraits de
10 l’entreposage à Dawn, qui sont surtout concentrés sur les mois de décembre à février,
11 lorsque les besoins en flexibilité opérationnelle le permettent. Pour les mois d’octobre et
12 novembre, Énergir tentera de prioriser des achats à Dawn plutôt que d’effectuer des
13 retraits de l’entreposage à Dawn. En effet, pour ces mois, le service d’injection est
14 interruptible et la variation de la consommation en cours de journée gazière est plus
15 importante, ce qui fait que le besoin de flexibilité opérationnelle prévaut sur le profil
16 d’injection prévu.

17 La stratégie d’achat à Dawn prend également en considération les besoins en achats
18 responsables de gaz naturel découlant de l’Initiative, ce qui peut nécessiter des achats
19 d’avance en dehors de la période d’hiver.

20 Pour la période d’hiver, certains achats projetés à Dawn et à Empress ne seront pas
21 concrétisés d’avance, afin de conserver une certaine flexibilité qui permettra une marge
22 de manœuvre lors des journées plus chaudes de l’hiver. En fonction des conditions de
23 marché et des conditions météorologiques, ces achats pourraient être concrétisés en
24 cours d’hiver.

25 Tenant compte de la quantité importante d’achats à Dawn pour le mois d’avril et du fait
26 que les retraits sont interruptibles aux sites d’entreposage à Dawn, Énergir contractera
27 d’avance une partie des achats projetés pour ce mois en proportion moindre que pendant
28 les mois les plus froids de l’hiver.

1 Énergir pourrait attendre la fin de l'hiver 2025-2026 avant de contracter des achats en
2 bloc à Empress pour les mois de mai à septembre, afin de conserver une certaine
3 flexibilité pour moduler les achats en fonction des résultats de l'hiver et de la projection de
4 la demande. De plus, selon les quantités requises, une plus grande partie des achats des
5 mois d'août et septembre pourra être réalisée sur une base « spot » afin de moduler les
6 achats en fonction des besoins d'injection aux sites d'entreposage à Dawn. En effet, un
7 niveau d'inventaire de presque 100 % entraîne une gestion plus précise des injections à
8 planifier sur cette période et, par le fait même, sur les achats de gaz naturel.

9 Cette approche permet de conserver toute la marge de manœuvre relativement au niveau
10 d'achats de fourniture à concrétiser à la suite du constat de la demande réelle observée
11 durant la période d'hiver. Cependant, en fonction des prix, des conditions de marché et
12 des niveaux d'inventaire, Énergir pourrait ajuster cette stratégie dans le cas où cela
13 s'avérerait avantageux pour la clientèle.

Volume de fourniture requis pour l'année 2025-2026

14 Pour l'année 2025-2026, le volume total de la fourniture de gaz naturel à acheter par
15 Énergir est estimé à 2 494 10⁶m³. De cette quantité, 2 332 10⁶m³ sont attribués
16 spécifiquement à la demande de fourniture de gaz naturel de la clientèle. La différence
17 est requise pour couvrir le restant de la demande (gaz perdu et usage d'Énergir), la
18 variation nette des retraits et injections d'inventaires, ainsi que le gaz de compression⁷
19 requis pour transporter la fourniture jusqu'au territoire d'Énergir et pour injecter aux sites
20 d'entreposage.

21 Il est à noter qu'au volume total mentionné ci-dessus, vient s'ajouter le volume contracté
22 pour les clients engagés auprès d'Énergir dans une entente de fourniture à prix fixe,
23 approvisionnés par un fournisseur spécifique. Pour l'année 2025-2026, le volume annuel
24 est estimé à 130 10⁶m³.

⁷ Les pourcentages de gaz de compression projetés sont indiqués à l'annexe 2, page 3.

Prix du service de fourniture

1 Le prix moyen de référence pour la fourniture de gaz naturel pour l'année 2025-2026 est
2 de 18,879 ¢/m³ (4,98 \$/GJ). La section 1.2 « Hypothèses énergétiques » de la pièce
3 Énergir-H, Document 2 présente le détail de l'évaluation des prix de fourniture.

Sécurité d'approvisionnement de la fourniture de gaz naturel

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

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

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

12 Pour l'année 2025-2026, le volume annuel de tous ces clients est estimé à 3 491 10⁶m³,
13 dont 146 10⁶m³ proviennent des volumes projetés pour les clients au service de gaz
14 d'appoint concurrence.

2.2 TRANSPORT

15 Les modalités relatives aux capacités quotidiennes et annuelles de transport inscrites dans les
16 différents contrats avec les transporteurs TCPL, Enbridge Gas et les tierces parties sont
17 présentées à l'annexe 2, page 1. Ce document détaille les débits au 1^{er} octobre 2025 et au
18 1^{er} novembre de chacune des quatre années du plan d'approvisionnement, ainsi que les
19 échéances des différents contrats de transport. Les modalités de renouvellement y sont
20 également indiquées.

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

2.2.1 Services de transport du distributeur

1 Les capacités de transport PFLD-NBJ totalisent 2 243 10³m³/jour (85 000 GJ/jour) au
2 1^{er} octobre 2025. Énergir détient également des capacités de transport depuis Dawn et
3 Parkway qui sont fonctionnalisés principalement pour répondre aux besoins de transport
4 de la clientèle. Ces capacités totalisent 23 839 10³m³/jour (903 222 GJ/jour) au
5 1^{er} octobre 2025.

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

6 Pour l'année 2025-2026, deux clients détiendront une capacité journalière moyenne de
7 116 10³m³/jour. Le volume annuel total de la clientèle qui fournit son service de transport
8 s'élève à 42 10⁶m³.

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

2.2.3 Gaz d'appoint

13 Une demande de 146 10⁶m³ au service de gaz d'appoint concurrence est projetée pour
14 l'année 2025-2026, exception faite pour les mois de novembre 2025 à mars 2026, où
15 aucun volume n'est projeté. Ainsi, la capacité de transport additionnelle requise pour
16 desservir cette clientèle a été intégrée au plan d'approvisionnement. Toutefois, aucune
17 capacité n'est contractée à cet effet. Énergir concrétisera l'achat de la capacité au besoin,
18 lorsque les contrats de gaz d'appoint seront réalisés en cours d'année.

2.2.4 Coûts de transport

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

Gaz d'appoint concurrence

21 Les coûts de transport associés aux volumes de gaz d'appoint concurrence, en
22 provenance de Dawn, sont à un prix unitaire projeté de 0,947 ¢/m³.

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

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

20 L'équilibre de la première année et les excédents d'approvisionnement des trois dernières années
21 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
2025-2026	0
2026-2027	-17
2027-2028	-35
2028-2029	-13

3.1 PLANIFICATION POUR L'ANNÉE 2025-2026

3.1.1 Établissement des outils de l'année 2025-2026

Établissement du débit quotidien d'approvisionnement requis

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

4 Dans sa décision D-2009-156⁸, la Régie approuvait que le débit quotidien des outils
5 d'approvisionnement pour sécuriser le plan d'approvisionnement soit fixé à la valeur
6 maximale entre les outils requis pour répondre à la demande continue en journée de
7 pointe et ceux requis pour répondre à la demande saisonnière de l'hiver extrême.

8 Lors de l'hiver 2022-2023, Énergir a cependant constaté que malgré l'application des
9 nouvelles modalités des retraits interdits lors d'interruption⁹, plusieurs clients interruptibles
10 ont tout de même consommé du gaz naturel en journée de pointe.

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

⁸ Dossier R-3690-2009, décision D-2009-156, paragr. 107.

⁹ Dossier R-4177-2021, décision D-2022-123, paragr. 600.

1 Comme en journée de pointe, Énergir peut interdire le GAI, l'exclusion de ces clients du
2 calcul de la demande continue mettant à risque la sécurité d'approvisionnement. Ainsi, en
3 se basant sur les retraits interdits effectués lors de la journée de pointe de
4 l'hiver 2022-2023, Énergir a inclus les clients qu'elle a estimé incapables de s'interrompre
5 dans la demande du service continu du scénario de base du présent plan
6 d'approvisionnement. Ceci permet d'assurer que leur consommation soit couverte lors
7 d'une journée de pointe éventuelle. Énergir a obtenu l'approbation de la Régie pour inclure
8 la consommation desdits clients au besoin de la journée de pointe¹⁰. Dans un contexte où
9 le dossier sur la refonte du tarif interruptible¹¹ est en cours, et en l'absence d'indication
10 contraire, Énergir inclut dans le besoin de pointe total la capacité nécessaire pour couvrir
11 les retraits interdits potentiels des clients au service interruptible¹².

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

14 Le tableau suivant présente les résultats et le débit quotidien d'approvisionnement requis
15 pour l'année 2025-2026.

Tableau 3

	10 ³ m ³ /jour
Demande continue en journée de pointe	36 275
Débit quotidien hiver extrême	34 401
Maximum (demande de pointe; hiver extrême)	36 275

Outil de maintien de fiabilité

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

¹⁰ Décision D-2023-127.

¹¹ Dossier de la vision tarifaire, R-3867-2013, phase 4.

¹² 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.

Outils d'approvisionnement pour répondre aux besoins d'approvisionnement

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

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

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

15 Par ailleurs, lors de la Cause tarifaire 2019-2020¹³, Énergir a informé la Régie qu'elle avait
16 révisé à la baisse la capacité de vaporisation garantie quotidienne de l'usine LSR, en
17 tenant compte de la philosophie de redondance dite « N+1 ». Énergir a alors expliqué
18 qu'elle contracterait un outil d'approvisionnement de pointe afin de pallier cette réduction
19 de capacité ferme. En février 2022, la Régie a approuvé¹⁴ le projet de remplacement des
20 équipements de regazéification de l'usine LSR qui permettra, à terme, de combler de
21 façon permanente le manque à gagner de capacité garantie quotidienne après
22 l'application de la redondance à l'usine LSR. Compte tenu de certaines contraintes, la fin
23 des travaux prévue pour octobre 2025¹⁵ sera retardée à octobre 2026. Énergir a
24 également révisé la capacité disponible des vaporisateurs existants à la baisse à cause
25 des indisponibilités de l'équipement constatées au cours de l'hiver 2024-2025.

¹³ Dossier R-4076-2018, pièce B-0184, Énergir-H, Document 1, pp. 79 à 81.

¹⁴ Dossier R-4178-2021, décision D-2022-024, paragr. 73 et 77.

¹⁵ Dossier R-4209-2022, pièce B-0141, Énergir-30, Document 1 et dossier R-4242-2023, pièce B-0159, Énergir-41, Document 1.

1 Dans l'intervalle, d'ici l'atteinte du plein potentiel de l'usine LSR, la capacité prévue au
 2 plan d'approvisionnement pour la vaporisation sera de 5 146 10³m³/jour, ce qui inclut
 3 l'apport d'un vaporisateur temporaire.

Tableau 4

Sources	10 ³ m ³ /jour
FTLH primaire (Energir EDA et Energir NDA)	2 243
Transport par échange (EMP-Energir)	0
Achats dans le territoire - GSR	73
Transport fourni par les clients	128
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)	5 146
Interruption de liquéfaction GM GNL	400
Sous-total approvisionnements	36 228
Service de pointe pour combler le déficit	47
Achat de transport	0
Total approvisionnements	36 275

Stratégie d'approvisionnement retenue

4 Le total des approvisionnements requis pour l'année 2025-2026 s'élève à
 5 36 275 10³m³/jour, alors que le débit actuel des approvisionnements est de
 6 36 228 10³m³/jour.

7 Pour combler le léger écart de 47 10³m³/jour, Énergir prévoit souscrire, dans le plan
 8 d'approvisionnement, à un service de pointe pour l'année 2025-2026. Pour le moment,
 9 Énergir a attribué un coût estimatif de base de [REDACTED] à l'acquisition de ce service. Ce
 10 coût est approximatif puisqu'en raison des contraintes et des enjeux de marché, aucun
 11 fournisseur sur le marché n'est en mesure d'offrir de capacité de transport ou de service

de pointe au moment de la production de la cause tarifaire. En fonction des besoins établis à la prévision 0/12, Énergir prévoit être en mesure d'effectuer des ententes – comme elle l'a fait en 2024-2025 – afin de pouvoir combler le besoin de pointe de la clientèle pour l'hiver 2025-2026 avec du service de pointe.

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

Tableau 5

Provision additionnelle de transport à la journée de pointe <i>(10³m³/jour)</i>	
Total approvisionnements après achat/vente	36 275
Débit quotidien requis 2025-2026	36 275
Provision additionnelle	0
% du total des approvisionnements	0,00 %

3.1.2 Demande et sources d'approvisionnement gazier

L'annexe 5 présente la planification mensuelle pour l'année 2025-2026.

La demande totale s'élève à 3 468 10⁶m³ pour la période de l'hiver 2025-2026. L'approvisionnement disponible pour répondre à la demande totale avant interruption se chiffre à 3 465 10⁶m³, incluant les retraits des inventaires. Ainsi, un volume d'interruption de 3 10⁶m³ est requis pour répondre à la demande d'hiver.

Durant l'été 2026, la demande totale prévue s'élève à 3 085 10⁶m³, incluant les besoins d'injection aux sites d'entreposage.

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

3.1.3 Stratégie d'approvisionnement et analyse de rentabilité

1 Pour le plan d'approvisionnement 2026-2029, il n'y a pas lieu de procéder à une analyse
2 de rentabilité, car il n'existe pas d'alternative disponible sur le marché à la structure
3 retenue pour l'année 2025-2026.

3.1.4 Coefficient d'utilisation FTLH

4 Le coefficient d'utilisation du transport FTLH/NBJ anticipé pour l'année 2025-2026 est de
5 100 %. Au réel, toutefois, il pourrait survenir des situations où il serait plus avantageux
6 pour la clientèle de ne pas atteindre un tel coefficient d'utilisation. Si cela se produisait,
7 Énergir agirait dans le meilleur intérêt de la clientèle.

3.1.5 Nombre maximum de jours d'interruption

8 Le tableau 6 ci-dessous présente le nombre maximum de jours d'interruption pour
9 l'année 2025-2026, qui sera intégré à la section *Interruptions* du *Service de*
10 *distribution D₅ : 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 ₅	compris entre (m ³ /jour)	et (m ³ /jour)	volet A	volet B
5.5	3 000	10 000	68	20
5.6	10 000	30 000	70	20
5.7	30 000	100 000	71	30
5.8	100 000	300 000	71	30
5.9	300 000	et plus	74	30

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

3.2.1 Fourniture de gaz naturel

11 Sur l'horizon du plan d'approvisionnement, Énergir prévoit acheter d'importants volumes
12 de gaz naturel à Dawn (ligne 20 de l'annexe 6). Étant donné qu'Énergir détient des

1 capacités de transport entre Empress et son territoire, elle effectuera également des
2 achats à Empress pour combler ces capacités.

3.2.2 Transport

3 À l'année 1 (2025-2026), le plan d'approvisionnement est presque à l'équilibre, avec un
4 outil de pointe prévu pour répondre à l'écart alors que pour les trois dernières années du
5 plan d'approvisionnement, un déficit est prévu. Pour le moment, Énergir ne prévoit pas
6 combler ces déficits dans la prochaine année et évaluera les options qui lui seront
7 disponibles en temps opportun.

3.2.3 Équilibrage

8 Énergir prévoit maintenir les capacités d'entreposage sur l'horizon du plan
9 d'approvisionnement. Les capacités pour les périodes concernées sont détaillées à
10 l'annexe 6, lignes 26 à 30 : le volume utile de l'usine LSR pour la clientèle réglementée
11 (daQ) est indiqué à la ligne 26.

12 Un contrat d'entreposage à Dawn est arrivé à échéance le 31 mars 2025 et Énergir
13 présente, à la pièce Énergir-H, Document 4, les caractéristiques du nouveau contrat
14 d'entreposage conclu.

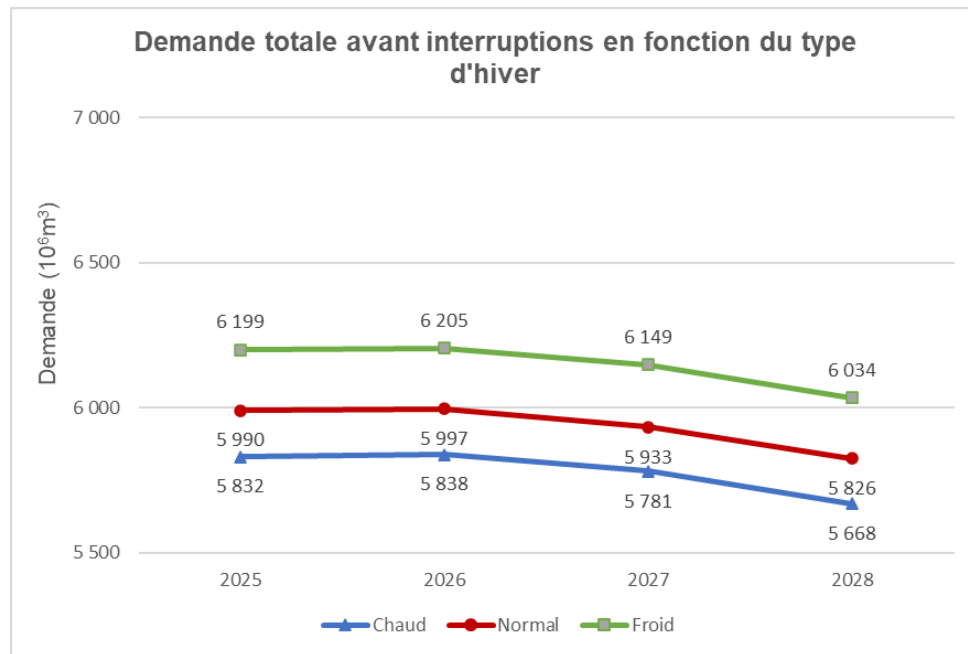
15 Comme aucun contrat d'entreposage ne vient à échéance le 31 mars 2026, Énergir
16 dépose, à la pièce Énergir-H, Document 5, l'évolution de la flexibilité opérationnelle ainsi
17 que les caractéristiques des contrats qu'elle détient.

3.2.4 Impact de la température

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

22 Les variations potentielles de la demande de ces scénarios pour les quatre années du
23 plan d'approvisionnement 2026-2029 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 négocié¹⁶) pour les années 2025-2026 à 2026-2027. Pour les trois

¹⁶ Article 14.3.2.7 des *Conditions de service et Tarif*.

1 dernières années du plan, des achats de capacité de transport supplémentaires seraient
2 nécessaires.

3.2.6 Scénario *bas*

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

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

3.3 RISQUE DÉCOULANT DES DIFFÉRENTES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT

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

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

20 Le mécanisme d'indemnisation faisant en sorte que les fournisseurs n'ont aucun intérêt financier
21 à faire défaut à leur obligation de livraison, le risque est donc essentiellement de nature financière
22 et est lié à la solvabilité financière des fournisseurs, et ce, indépendamment de la source
23 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 2025-2026 sont présentés dans les sous-sections ci-dessous.

4.1.1 Vente de transport a priori

24 L'année 2025-2026 du plan d'approvisionnement ne prévoit pas de vente de transport
25 a priori.

4.1.2 Vente de transport non utilisé

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

4.2 TRANSACTIONS FINANCIÈRES

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

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

CONCLUSION

10 Énergir a présenté son plan d'approvisionnement couvrant les années 2025-2026 à 2028-2029
11 conformément au Règlement.

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

15 Sur l'horizon du plan 2026-2029, Énergir détient une structure d'approvisionnement rapprochée
16 de son territoire.

Énergir demande à la Régie :

- 18 • **d'approuver son plan d'approvisionnement pour les années 2026-2029, incluant le**
19 **présent contexte et la présente stratégie d'approvisionnement;**
- 20 • **d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des informations déposées**
21 **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 ³ m ³ /jour) (3)	Début (4)	Fin (5)	(6)	(10 ⁶ m ³) (7)	(10 ⁶ m ³) (8)	(10 ⁶ m ³) (9)
1	Empress	2025-10-31	1 188	2024-11-01	2025-10-31	5A	37	3%	858
2							TOTAL - Empress		3%
3	Dawn	2025-10-31	0	2024-10-01	2025-10-31	Dawn	0	0%	1 417
4							TOTAL - Dawn		0,0%
5	Territoire d'Énergir	VSH	11	2025-10-01	2026-09-30	Prix négocié	4	8%	58
6		2037-03-31							
7		GSR (autres)							
8	TOTAL - Territoire Énergir						100,0%		
9									
10	Volume total annuel (10⁶m³) :							95,0	2 332
11								4,07%	

ACHATS DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL PROJETÉS - ANNÉE 2025-2026*

	Dawn			Empress			Territoire d'Énergir			Achats totaux			
	À contracter d'avance <i>(10⁶ m³)</i>	En attente <i>(10⁶ m³)</i>	Total <i>(10⁶ m³)</i>	À contracter d'avance <i>(10⁶ m³)</i>	En attente <i>(10⁶ m³)</i>	Total <i>(10⁶ m³)</i>	À contracter d'avance <i>(10⁶ m³)</i>	En attente <i>(10⁶ m³)</i>	Total <i>(10⁶ m³)</i>	À contracter d'avance <i>(10⁶ m³)</i>	En attente <i>(10⁶ m³)</i>	Total <i>(10⁶ m³)</i>	% à contracter d'avance
1 oct-25	22	22	44	59	14	73	4,8	0,0	4,8	85	36	122	5,2%
2 nov-25	75	75	151	38	33	71	4,7	0,0	4,7	118	108	226	9,7%
3 déc-25	109	109	219	39	34	73	4,8	0,0	4,8	154	143	297	12,7%
4 janv-26	162	162	325	39	34	73	4,8	0,0	4,8	206	196	403	17,3%
5 févr-26	102	102	205	36	31	66	4,4	0,0	4,4	142	133	275	11,8%
6 mars-26	107	107	213	39	33	72	4,9	0,0	4,9	151	140	291	12,5%
7 avr-26	53	53	107	29	40	69	4,8	0,0	4,8	87	94	181	7,8%
8 mai-26	23	23	46	30	42	73	4,9	0,0	4,9	58	65	123	5,3%
9 juin-26	11	11	22	29	41	70	4,8	0,0	4,8	45	52	97	4,2%
10 juil-26	16	16	33	30	42	73	4,9	0,0	4,9	52	59	110	4,7%
11 août-26	18	18	35	31	43	73	4,9	0,0	4,9	53	60	114	4,9%
12 sept-26	9	9	18	30	41	71	4,8	0,0	4,8	43	50	94	4,0%
13 Total	708	708	1 417	429	429	858	58	0	58	1 195	1 137	2 332	
14 Prorata du total			60,7%			36,8%			2,5%	51,2%	48,8%		

* Basé sur le plan d'hiver chaud.

CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS
Transport

	Segment (1)	Transporteur (service) (2)	Échéance (3)	Débit total Année 2025 (10 ⁶ m ³ /an) (4)	Débit quotidien					Modalité contractuelle (11)	Note (12)	
					2025-10-01 (10 ³ m ³ /jour) (5)	2025-11-01 (10 ³ m ³ /jour) (6)	2026-11-01 (10 ³ m ³ /jour) (7)	2027-11-01 (10 ³ m ³ /jour) (8)	2028-11-01 (10 ³ m ³ /jour) (10)			
1	Empress-NBJ	TCPL (LTFP)	2030-12-31	703	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	2		
2			2030-12-31	96	264	264	264	264	264	2		
3			2030-12-31	19	53	53	53	53	53	53	2	
4			<i>sous-tot.</i>		819	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243		
5	NBJ-Energir EDA	TCPL (FTSH)	2032-12-31	703	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	1	Term-up	
6			<i>sous-tot.</i>		703	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927		
7	NBJ-Energir NDA	TCPL (FTSH)	2030-12-31	19	53	53	53	53	53	1		
8			2030-12-31	96	264	264	264	264	264	1		
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	1	Term-up	
11			2032-10-31	318	872	872	872	872	872	1	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	1	Term-up	
17			2032-10-31	247	676	676	676	676	676	1	Term-up	
18			2032-10-31	1 209	3 313	3 313	3 313	3 313	3 313	1	Term-up	
19			2032-10-31	193	528	528	528	528	528	1	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	1	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	0	3		
32			2027-03-31	504	1 381	1 381	1 381	1 381	0	3		
33			2027-03-31	221	605	605	605	605	0	3		
34			2027-10-31	2 483	6 803	6 803	6 803	6 803	0	3		
35			2031-10-31	381	1 043	1 043	1 043	1 043	1 043	3		
36			2031-10-31	190	521	521	521	521	521	3		
37			2031-10-31	825	2 261	2 261	2 261	2 261	2 261	3		
38			2032-10-31	353	968	968	968	968	968	3		
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	0	0	0	0			
42	2024-10-31		21	0	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	4		
46	<i>Sous-total</i>		530	1 814	1 670	1 670	1 670	0				
47	Iroquois-Energir	TCPL (FTSH)	2027-05-31	260	0	0	711	0	0			
48		<i>Sous-total</i>		260	0	0	711	0	0			

MODALITÉ CONTRACTUELLE

1. Droit de renouvellement annuel avec préavis de 1 an.
2. Possibilité de conversion en contrat de transport régulier avec droit de renouvellement annuel.
3. Préavis de 2 ans pour ne pas renouveler, sinon renouvellement automatique pour 1 an.
4. Contrats courant de décembre à février.

TARIFS DE TRANSPORT

TCPL ¹			Au 1 ^{er} janvier 2025		
			(\$/GJ/mois)	(\$/GJ)	(¢/m ³)
			(1)	(2)	(3)
1	FTLH Empress - North Bay Junction - Energir EDA	Prime fixe	44,4144	1,4602	5,533
2	FTLH Empress - North Bay Junction - Energir NDA	Prime fixe	32,1048	1,0555	3,999
3	FTSH Dawn - Energir EDA	<i>Prime fixe</i>	20,9328	0,6882	2,608
4		<i>Surcharge point de réception Union Dawn</i>	0,1314	0,0043	0,016
5		Total	21,0641	0,6925	2,624
6	FTSH Parkway - Energir EDA	Prime fixe	16,2364	0,5338	2,023
7	FTSH Parkway - Energir NDA	Prime fixe	14,1772	0,4661	1,766
8	STS Parkway - Energir EDA/NDA	Prime fixe	16,2364	0,5338	2,023
ENBRIDGE GAS ¹			Au 1 ^{er} janvier 2025		
			(\$/GJ/mois)	(\$/GJ)	(¢/m ³)
			(1)	(2)	(3)
9	M12 Dawn à Parkway	Prime fixe	4,098	0,1347	0,510
10		Prime variable		0,0040	0,015
11		Prime variable pour excédent		0,135	0,512

¹ Tous les taux à 100 % CU.

RATIOS PROJÉTÉS DE GAZ DE COMPRESSION

TCPL		Projection 2025
1	FTLH Empress-Energir EDA	4,82%
2	FTLH Empress-Energir NDA	3,76%
3	FTLH Empress-Dawn	4,11%
4	FTSH Dawn-Energir EDA	1,37%
5	FTSH Parkway-Energir EDA	1,03%
6	FTSH Parkway-Energir NDA	0,79%
7	STS Parkway-Energir EDA	1,03%
Enbridge Gas		Tarif M12 Dawn à Parkway
8	Octobre	0,853%
9	Novembre	1,009%
10	Décembre	1,137%
11	Janvier	0,996%
12	Février	0,941%
13	Mars	0,846%
14	Avril	0,634%
15	Mai	0,444%
16	Juin	0,338%
17	Juillet	0,324%
18	Août	0,212%
19	Septembre	0,212%

CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS
Entreposage

	Fournisseur (1)	Contrat (2)	Échéance (3)	Capacité (10 ³ m ³) (4)	Critère de retrait selon le niveau d'inventaire (5)	Capacité maximale de retrait (10 ³ m ³ /jour) (6)	Critère d'injection selon le niveau d'inventaire (7)	Capacité maximale d'injection (10 ³ m ³ /jour) (8)			
1	Enbridge Gas	LST 176	2032-03-31	99 600		1 200		1 490			
2		LST 184	2035-03-31	111 500		1 338		1 672			
3		LST 186	2027-03-31	89 600		1 075		1 344			
4		ASN 008	n/a	Note 1	0						
5			Total		300 700	> 75 175 < 75 175	3 613 2 406	> 225 544 < 225 544	4 506 4 506		
6	Intragaz PdL *		2033-04-30	37 600	[entre ; et]		[entre ; et]				
7					[33 800 ; 37 600]	2 000	[0 ; 14 400]	3 000			
8					[30 000 ; 33 800]	1 800	[14 400 ; 22 600]	1 800			
9					[26 200 ; 30 000]	1 600	[22 600 ; 26 300]	1 500			
10					[24 350 ; 26 200]	1 450	[26 300 ; 30 000]	1 200			
11					[22 500 ; 24 350]	1 300	[30 000 ; 33 000]	800			
12					[20 650 ; 22 500]	1 150	[33 000 ; 35 500]	500			
13					[18 800 ; 20 650]	1 000	[35 500 ; 37 600]	150			
14					[13 150 ; 18 800]	800					
15					[6 000 ; 13 150]	500					
16	[0 ; 6 000]	200									
17	Intragaz Saint-Flavien *		2033-04-30	130 000	[entre ; et]		[entre ; et]				
18					[70 000 ; 130 000]	2 400	[0 ; 303 120]	22 734			
19					[57 500 ; 70 000]	2 200	[303 120 ; 568 350]	34 101			
20					[37 500 ; 57 500]	2 000	[568 350 ; 1 136 700]	45 468			
21					[30 000 ; 37 500]	1 600	[1 136 700 ; 1 420 875]	60 624			
22					[15 000 ; 30 000]	1 200	[1 420 875 ; 2 178 675]	75 780			
23					[8 000 ; 15 000]	900	[2 178 675 ; 2 652 300]	83 358			
24	[0 ; 8 000]	600	[2 652 300 ; 4 925 700]	90 936							
25	LSR *		Capacité totale	59 400	n/a	5 806	Liquéfaction brute	330			
26			Capacité utile	58 600					en vaporisation	Liquéfaction nette	297
27			Activité réglementée	53 600							
28			Client GM GNL	5 000							

* Pouvoir calorifique de 37,89 MJ/m³.

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**

ENBRIDGE GAS			000 \$	\$/10 ³ m ³
Prime fixe sur la capacité contractuelle				
1	LST 176			53,430
2	LST 184			52,290
3	LST 186			47,372
	ASN 009		0,000	
4	Prime variable (retrait et injection)			0,227
5	Prime variable (retrait et injection excédentaire)			1,553
Ratio de gaz de compression				
6	Retrait et injection	0,60%		
7	Retrait et injection excédentaire	1,03%		
INTRAGAZ			\$/mois	
8	Frais mensuel		1 755 800	
Ratios projetés de gaz de compression - Pointe du Lac				
9	Retrait	3,50%		
10	Injection	0,20%		
Ratios projetés de gaz de compression - Saint-Flavien				
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. Énergir présente dans la pièce H,
5 document 7 du présent dossier, les principales conclusions d'une étude mandatée à une firme de
6 consultation externe. Après considération des recommandations, Énergir juge que la méthode
7 actuelle, approuvée par la Régie, demeure la meilleure pratique pour l'établissement de la
8 demande continue en journée de pointe.

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

- 11 • le détail de la projection de la demande continue en journée de pointe pour la
12 Cause tarifaire 2025-2026;
- 13 • l'évolution de la demande continue en journée de pointe entre la Cause tarifaire
14 2024-2025 et la Cause tarifaire 2025-2026;
- 15 • le détail des calculs des facteurs d'ajustement appliqués sur les résultats de la régression
16 pour refléter l'année témoin selon l'année de référence ainsi que pour les trois années
17 précédant l'année témoin. Il est à noter qu'une modification a été appliquée au calcul
18 des facteurs d'ajustement pour redresser la demande des clients biénergie électricité-
19 gaz naturel; et
- 20 • la projection de volume pour une journée comportant 39 degrés-jour (DJ), 37 DJ pour le
21 jour précédent et un vent moyen de 15 km/h sur la base des paramètres de la régression
22 utilisée dans le calcul de la journée de pointe.

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

- 1 • Le détail de l'établissement du débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême pour la
2 Cause tarifaire 2025-2026; et
- 3 • L'évolution des besoins en hiver extrême entre la Cause tarifaire 2024-2025 et la
4 Cause tarifaire 2025-2026.

1 ÉTABLISSEMENT DE LA JOURNÉE DE POINTE

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

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

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

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

15 Comme expliqué à la section 3.1.1 de la pièce Énergir-H, Document 3, la demande continue
16 projetée pour les années du plan d'approvisionnement inclut les volumes des clients au tarif D₅
17 qui ne peuvent pas réellement s'interrompre lors des jours d'interruption dans le scénario de base.

1.1.1 Demande de la journée de pointe pour l'année 2025-2026 des clients au service continu visés par la régression

18 Les étapes sont les suivantes :

- 19 a) Établissement des paramètres de la régression linéaire : une régression linéaire
20 est appliquée à la demande quotidienne réelle observée durant la période de
21 l'hiver de la dernière année financière disponible (du 1^{er} novembre 2023 au
22 31 mars 2024) pour les clients au service continu, excluant les clients en

1 combinaison tarifaire et les clients aux paliers 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en
2 combinaison tarifaire;

3 b) Établissement de la journée de pointe la plus froide au cours des 30 dernières
4 années : les paramètres D_{Jt} , D_{Jt-1} et $D_{Jt} \times v_t$ de la régression linéaire, établis au
5 point a), sont appliqués aux différentes combinaisons des variables climatiques
6 réchauffées pour chaque journée des 30 dernières années. La combinaison D_{Jt} ,
7 D_{Jt-1} et $D_{Jt} \times v_t$, – générant le volume maximal sur cette période – définit la journée
8 de pointe ainsi que les paramètres d'évaluation de cette journée;

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

13 d) Évaluation de la demande de la journée de pointe de l'année 2025-2026, pour les
14 clients visés par la régression : un facteur d'ajustement est appliqué au calcul
15 effectué au point c) pour refléter la demande prévue à la
16 Cause tarifaire 2025-2026. Cet ajustement est évalué en comparant la demande
17 des mois d'hiver prévue à la cause tarifaire, avec la demande découlant de
18 l'application de la régression linéaire aux variables climatiques normales de la
19 cause tarifaire.

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

20 Les étapes sont les suivantes :

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

26 Le Tableau 1 ci-dessous présente l'évaluation de la demande continue pour les cinq
27 journées historiquement les plus froides depuis 30 ans en fonction des paramètres de la
28 journée de pointe. **La journée du 3 février 2023 est identifiée comme étant la journée**

1 de pointe historique des 30 dernières années, avec un volume projeté de
2 36 275 10³m³.

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	2004-01-15	1994-01-15	2014-01-02	2016-02-13
Base (10 ³ m ³ /jour)	14 279,00					
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	415,04	40,65	36,48	39,67	36,93	37,72
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	88,99	23,25	39,04	27,50	35,57	25,81
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,74	1 115,76	1 149,86	1 015,79	878,79	968,21
Volume projeté (10 ³ m ³)		36 275	36 042	35 973	35 177	34 884

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

1.2 ÉVOLUTION DE LA DEMANDE CONTINUE EN JOURNÉE DE POINTE ENTRE LA CAUSE TARIFAIRE 2024-2025 ET LA CAUSE TARIFAIRE 2025-2026

3 Le tableau 2 présente le calcul détaillé de la demande continue en journée de pointe ainsi
4 que l'évolution de celle-ci entre la Cause tarifaire 2024-2025 et la Cause tarifaire 2025-2026.
5 L'explication des écarts entre la projection de la demande continue en journée de pointe de
6 la Cause tarifaire 2024-2025 et celle de la Cause tarifaire 2025-2026 est également
7 présentée.

8 Comme le paramètre « mois » n'est plus utilisé, et comme mentionné dans la Cause tarifaire
9 2019-2020¹, l'information pour la journée de pointe est présentée pour l'ensemble de l'hiver
10 plutôt que par mois.

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

Tableau 2

Évolution de la demande projetée en journée de pointe pour la CT 2025-2026

1 - Cause tarifaire 2024-2025		Décembre à mars	Commentaires
Demande normale projetée (10⁹m³)			
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	2 162 507	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	367 877	
3	Clients 4.9 et 4.10	191 230	
4	Client biogaz en réseau dédié	0	
5	Autres	11 826	
			Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
6	Année de régression	2022-2023	Année utilisée à la CT 2024-2025
7	Paramètres de régression (10 ⁹ m ³ /unité)		
8	Base	8 403	
9	DJt	438	
10	DJt-1	93	
11	DJtxDVt	2	
12	Paramètres journée de pointe		
13	DJt	40,66	Paramètres utilisés à la CT 2024-2025 réchauffés
14	DJt-1	23,25	
15	DJtxDVt	1 117,33	
Calcul de la demande en journée de pointe (10⁹m³)			
16	Pointe selon formule de régression	30 544	
17	Ajustement pour la demande 2024-2025	1,007	
18	Pointe clients continus purs et Autres	30 770	
19	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 928	
20	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
21	Client biogaz en réseau dédié	0	
22	Journée de pointe = maximum	36 620	
2 - Cause tarifaire 2024-2025 - Changement de l'année de référence pour la régression			
23	Année de régression	2023-2024	Année utilisée à la CT 2025-2026
24	Paramètres de régression (10 ⁹ m ³ /unité)		
25	Base	8 729	
26	DJt	415	
27	DJt-1	89	
28	DJtxDVt	3	
29	Paramètres journée de pointe		
30	DJt	40,66	Paramètres utilisés à la CT 2024-2025 réchauffés
31	DJt-1	23,25	
32	DJtxDVt	1 117,33	
Calcul de la demande en journée de pointe (10⁹m³)			
33	Pointe selon formule de régression	30 755	
34	Ajustement pour la demande 2024-2025	1,007	
35	Pointe clients continus purs et Autres	30 983	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 928	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	0	
39	Journée de pointe = maximum	36 833	
40	Variation de la pointe - Paramètres de la régression	213	Impact des paramètres de la régression 2025-2026 (1.39 - 1.22)

3 - Cause tarifaire 2024-2025 - Changement de l'année de référence pour les paramètres de la journée de pointe			
41	Année de régression	2023-2024	Année utilisée à la CT 2025-2026
42	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)		
43	Base	8 729	
44	DJt	415	
45	DJt-1	89	
46	DJtxDVt	3	
47	Paramètres journée de pointe		
48	DJt	40,65	Paramètres utilisés à la CT 2025-2026 réchauffés
49	DJt-1	23,25	
50	DJtxDVt	1 115,76	
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)			
51	Pointe selon formule de régression	30 745	
52	Ajustement pour la demande 2024-2025	1,007	
53	Pointe clients continus purs et Autres	30 973	
54	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 928	
55	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
56	Client biogaz en réseau dédié	0	
57	Journée de pointe = maximum	36 823	
58	Variation de la pointe - Paramètres de la journée de pointe	-10	Impact des paramètres de la journée de pointe 2025-2026 (I.57 - I.39)
4 - Cause tarifaire 2025-2026			
		Décembre à Mars	
Demande normale projetée (10³m³)			
59	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	2 162 553	
60	Clients continus en combinaison tarifaire	330 767	
61	Clients 4.9 et 4.10	195 035	
62	Client biogaz en réseau dédié	2 295	
63	Autres	10 152	
----- Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie -----			
64	Année de régression	2023-2024	Année utilisée à la CT 2025-2026
65	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)		
66	Base	8 729	
67	DJt	415	
68	DJt-1	89	
69	DJtxDVt	3	
70	Paramètres journée de pointe		
71	DJt	40,65	Paramètres utilisés à la CT 2025-2026 réchauffés
72	DJt-1	23,25	
73	DJtxDVt	1 115,76	
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)			
74	Pointe selon formule de régression	30 745	
75	Ajustement pour la demande 2025-2026	0,999	
76	Pointe clients continus purs et Autres	30 717	
77	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 637	
78	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
79	Client biogaz en réseau dédié	0	
80	Journée de pointe = maximum	36 275	
81	Variation de la pointe - Demande 2025-2026	-548	Impact de la variation de la demande 2025-2026 (I.80 - I.57)
82	Sommaire des variations		
83	Impact du changement de l'année de regression	213	ligne 40
84	Impact du changement des paramètres de la journée de pointe	-10	ligne 58
85	Impact de la variation de la demande du service continu	-548	ligne 81
86	Variation totale de la pointe vs Cause tarifaire 2024-2025	-345	

1.3 DÉTAIL DU CALCUL DU FACTEUR D'AJUSTEMENT

1 Le tableau ci-dessous présente le détail du calcul du facteur d'ajustement appliqué à la
2 demande de pointe de la clientèle visée par la régression, selon l'année de référence de la
3 régression utilisée pour la Cause tarifaire 2025-2026 et les quatre dernières années de
4 référence.

5 Un ajustement a été apporté au calcul du facteur d'ajustement pour prendre en considération
6 les profils de consommation des clients en biénergie qui ne consomment du gaz naturel
7 seulement lors des journées très froides. Un client qui migre à la biénergie consommerait
8 moins sur la période hivernale, mais sa consommation en journée de pointe demeure
9 inchangée. L'utilisation du volume d'hiver visé de l'année témoin sous-estimerait le facteur
10 d'ajustement, et donc la demande en journée de pointe.

11 Afin de redresser la demande en journée de pointe, le volume d'hiver visé de l'année témoin
12 a été calculé en ajoutant les volumes perdus pendant l'hiver reliés à la migration de clients
13 vers la biénergie. Ceci permet d'avoir un volume d'hiver comparable pour les deux années
14 comparées. Sans cet ajustement, les volumes d'hiver et le facteur d'ajustement diminuent en
15 raison de la migration de ces clients vers la biénergie alors que leurs besoins en pointe
16 demeurent les mêmes.

Tableau 3
Comparaison des demandes de pointe selon l'année de référence

	Années de référence de la régression				
	CT 2026 2023-2024	2022-2023	2021-2022	2020-2021	2019-2020
	Chaude (10 ³ m ³)	Chaude (10 ³ m ³)	Froide (10 ³ m ³)	Chaude (10 ³ m ³)	Froide (10 ³ m ³)
Calcul du facteur d'ajustement					
Volume d'hiver projeté selon régression (A)	2 570 505	2 563 202	2 603 214	2 500 316	2 580 097
Volume d'hiver visé de l'année témoin (B)	2 568 096	2 582 213	2 642 469	2 667 068	2 635 979
Ajustement pour la demande (C = B / A)	0,9991	1,0074	1,0151	1,0667	1,0217
Demande de pointe selon régression (D)	30 745	30 544	31 549	29 952	30 724
Demande de pointe année témoin (E = D * C) (clients visés par la régression)	30 717	30 770	32 025	31 950	31 387
Écart (%)		0,17%	4,08%	-0,23%	-1,76%

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

- 1 À titre informatif, le tableau suivant présente la projection de volume pour une journée comportant
- 2 39 DJ, 37 DJ pour le jour précédent et un vent moyen de 15 km/h sur la base des paramètres de
- 3 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 ($10^3\text{m}^3/\text{jour}$)	14 279,00	s. o.	14 279
DJ _t ($10^3\text{m}^3/\text{DJ}$)	415,04	39	16 186
DJ _{t-1} ($10^3\text{m}^3/\text{DJ}$)	88,99	37	3 293
DJ _t x V _i ($10^3\text{m}^3/\text{DJ} \times \text{km/h}$)	2,74	585	1 602
Volume projeté (10^3m^3)			35 360

2 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

1 de transport fermes sont nécessaires durant tout l'hiver pour ralentir l'effritement excessif de
2 l'inventaire de ces sites d'entreposage.

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

8 La méthode d'évaluation de l'hiver extrême est décrite ci-après.

2.1 IDENTIFICATION DE L'HIVER EXTRÊME

9 L'hiver historique le plus froid des 30 dernières années est identifié en appliquant :

- 10 • les paramètres des conditions climatiques « degrés-jours et vent » de la régression
11 linéaire obtenus pour l'établissement de la journée de pointe de la demande continue¹;
- 12 • les combinaisons « degrés-jours et vent » réchauffées observées au cours des
13 30 dernières années, évaluées en base 13 °C.

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

¹ 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.

Tableau 5
Projection des volumes
pour les cinq hivers les plus froids

Année	Volumes projetés (10 ³ m ³)
2014-2015	1 622 784
2013-2014	1 620 225
1993-1994	1 568 249
2018-2019	1 552 032
2002-2003	1 530 611

2.2 ÉTABLISSEMENT DE LA DEMANDE POUR L'HIVER EXTRÊME

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

Clientèle au service continu

- 3 • L'application des paramètres de la régression linéaire utilisée au plan
 4 d'approvisionnement pour répartir la demande annuelle en demande quotidienne
 5 – considérant les facteurs calorifiques (DJ_t et DJ_{t-1}), le facteur croisé de la température et
 6 du vent ($DJ_t \times V_t$) – aux combinaisons quotidiennes « degrés-jour et vent » réchauffées de
 7 l'hiver extrême identifié, soit l'hiver 2014-2015;
- 8 • À cette demande est additionnée la portion continue de la demande des clients en
 9 combinaison tarifaire et les clients aux paliers 4.9 et 4.10 sans combinaison tarifaire, ces
 10 clients ayant été exclus de la régression. Le volume moyen de cette clientèle, pour chacun
 11 des mois, est utilisé;
- 12 • Pour les raisons expliquées à la section 3.1.1 de la pièce Énergir-H, Document 3, pour la
 13 Cause tarifaire 2025-2026, exceptionnellement, l'établissement de la demande au service
 14 continu pour l'hiver extrême inclut la demande des clients au service interruptible estimés
 15 incapables de s'interrompre, conformément à l'établissement de la demande de la journée
 16 de pointe.

Clientèle au service interruptible

- 1 • L'application des paramètres d'une régression linéaire basée sur la demande mensuelle
2 projetée avant interruption, comme utilisée au plan d'approvisionnement pour répartir la
3 demande annuelle en demande quotidienne – considérant les facteurs calorifiques (DJ_t) –
4 aux degrés-jour réchauffés de l'hiver extrême identifié, soit l'hiver 2014-2015².

5 Considérant les degrés-jour réchauffés de l'hiver 2014-2015, la demande saisonnière de
6 l'ensemble de la clientèle avant interruption, excluant les volumes de gaz d'appoint concurrence,
7 s'élève à 3 591 10⁶m³.

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

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

13 Pour l'usine LSR, la capacité utilisée est réduite de la capacité réservée par GM GNL. En raison
14 des limites de liquéfaction, aucune liquéfaction en hiver n'est considérée. Dans le plan
15 d'approvisionnement, aucun retrait à l'usine LSR n'est permis lorsque la valeur d'inventaire est
16 inférieure à la capacité maximale de vaporisation pour une journée.³

17 **Pour la Cause tarifaire 2025-2026, le débit quotidien requis pour répondre à la demande en**
18 **hiver extrême est de 34 401 10³m³/jour.**

2.4 ÉVOLUTION DES BESOINS EN HIVER EXTRÊME ENTRE LA CAUSE TARIFAIRE 2024-2025 ET LA CAUSE TARIFAIRE 2025-2026

19 Le tableau 6 présente et explique la variation des besoins en hiver extrême entre la
20 Cause tarifaire 2024-2025 et la Cause tarifaire 2025-2026.

² 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.

³ Aux fins du calcul en cours d'année du besoin de l'inventaire de prévoyance pour GM GNL, l'utilisation maximale historique est également considérée.

Tableau 6

Données de l'hiver extrême				
	2024-2025	2025-2026		
	Volume	Volume	Écart	
	(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	
1	Année référence de l'hiver extrême	2014-2015	2014-2015	
	Indice totale avant interruption (10⁶m³)			
2	Continue	3 502	3 431	-71
3	Interruptible volet A	95	97	2
4	Interruptible volet B	70	64	-6
5	Total	3 666	3 591	-75
	Indice moyenne (10³m³/jour)			
6	Continue	23 192	22 719	-473
7	Interruptible volet A	626	640	14
8	Interruptible volet B	461	424	-37
9	Total	24 279	23 783	-496
	Indice maximale (10³m³/jour)			
10				
11	Continue	32 048	31 371	-677
12	Interruptible volet A	909	1 026	117
13	Interruptible volet B	753	689	-64
14	Total	33 710	33 086	-624
15	Indice d'approvisionnement (10 ³ m ³ /jour)	35 511	34 401	-1 110

DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER - ANNÉE 2025-2026

	oct-25 (10 ⁶ m ³) (1)	nov-25 (10 ⁶ m ³) (2)	déc-25 (10 ⁶ m ³) (3)	janv-26 (10 ⁶ m ³) (4)	févr-26 (10 ⁶ m ³) (5)	mars-26 (10 ⁶ m ³) (6)	avr-26 (10 ⁶ m ³) (7)	mai-26 (10 ⁶ m ³) (8)	juin-26 (10 ⁶ m ³) (9)	juil-26 (10 ⁶ m ³) (10)	août-26 (10 ⁶ m ³) (11)	sept-26 (10 ⁶ m ³) (12)	Hiver (10 ⁶ m ³) (13)	Été (10 ⁶ m ³) (14)	Total (10 ⁶ m ³) (15)	
DEMANDE																
1	Tarif D ₁	161	261	389	471	390	352	215	121	77	70	74	81	1 863	797	2 660
2	Tarif D ₃	24	22	22	24	20	26	21	21	18	18	18	17	115	138	252
3	Tarif D ₄	206	231	243	259	235	246	223	213	198	217	213	199	1 214	1 469	2 682
4	Total Continue	391	513	655	753	645	624	459	355	293	305	305	296	3 192	2 403	5 595
5	Interruptible	11	27	32	33	29	33	17	16	15	8	10	12	154	89	243
6	Client biogaz en réseau dédié	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	2	6
7	Gaz d'appoint concurrence	23	0	0	0	0	0	18	22	20	22	20	21	0	146	146
8	Sous-total Demande	426	542	690	787	674	657	494	393	328	334	335	330	3 350	2 640	5 990
9	Gaz de la compagnie et autres comp.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	4
10	Gaz perdu	1	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	10	8	18
11	Compression - transport	10	12	16	20	17	13	8	9	7	7	8	8	78	58	136
12	Compression - entreposage	0	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	0	2	3	6
13	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Sous-total avant injections	438	556	709	810	694	673	504	403	337	344	345	339	3 443	2 711	6 153
INVENTAIRES injections																
15	Entreposage souterrain à Dawn	0	0	0	0	0	0	6	21	45	66	69	56	0	263	263
16	LSR (daQ)	5	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	5	8
17	Pointe-du-Lac	4	0	0	3	10	0	0	0	0	0	0	0	12	4	16
18	Saint-Flavien	9	0	10	0	0	0	0	19	24	22	18	9	10	101	112
19	Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Sous-total injections et échanges	18	3	10	3	10	0	6	40	69	88	87	65	25	373	399
21	TOTAL DEMANDE	456	559	719	813	704	673	510	443	407	431	432	404	3 468	3 084	6 552
APPROVISIONNEMENT																
22	FTLH Emp - Énergir - avant vente	70	67	70	70	63	70	67	70	67	70	70	67	339	480	819
23	Transport par échange Emp - Énergir	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Transport fourni par les clients	3	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	19	23	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	Sous-total Transports	73	71	73	74	66	73	71	73	71	73	73	71	358	503	861
29	Achats dans le territoire	5	5	5	5	4	5	5	5	5	5	5	5	24	34	58
30	Achats à Empress (GR)	4	3	4	3	3	3	2	3	3	3	4	3	17	22	39
31	Achats à Dawn (GR)	44	176	265	317	263	252	106	46	22	33	35	18	1 273	304	1 577
32	Livraisons à Dawn (AD)	317	285	294	294	266	294	303	316	305	316	314	306	1 434	2 178	3 612
33	Biogaz	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	2	6
34	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Sous-total réceptions, achats & livraisons	372	471	570	620	537	554	415	370	335	357	358	333	2 751	2 541	5 292
INVENTAIRES retraits																
36	Entreposage souterrain à Dawn	10	16	74	84	63	9	0	0	0	0	0	0	246	10	256
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	9	4	0	0	0	0	0	0	0	13	0	13
39	Saint-Flavien	0	0	1	21	33	36	23	0	0	0	0	0	91	23	114
40	Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Sous-total retraits et échanges	11	17	75	116	101	46	24	1	1	1	1	1	356	40	396
42	TOTAL APPROVISIONNEMENT	456	559	719	810	704	673	510	443	407	431	432	404	3 465	3 084	6 549
43	INTERRUPTIONS BRUTES	0	0	0	-3	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	0	-3

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2026-2029

		2026			2027			2028			2029		
		Hiver (1)	Été (2)	Total (3)	Hiver (4)	Été (5)	Total (6)	Hiver (7)	Été (8)	Total (9)	Hiver (10)	Été (11)	Total (12)
DEMANDE (10⁶m³)													
1	Continue	3 192	2 403	5 595	3 172	2 430	5 602	3 157	2 384	5 541	3 070	2 362	5 431
2	Interruptible	154	89	243	148	100	248	150	96	246	151	97	248
3	Gaz d'appoint	0	146	146	0	146	146	0	146	146	0	146	146
4	Client biogaz en réseau dédié	4	2	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Sous-total	3 350	2 640	5 990	3 320	2 676	5 997	3 307	2 626	5 933	3 221	2 605	5 826
6	Interruptions	-3	0	-3	-6	0	-6	-4	0	-4	-4	0	-4
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	12	9	21	12	9	21	12	9	21	12	9	21
8	Compression (transport et entreposage)	80	61	142	77	63	140	73	63	136	71	58	129
9	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	TOTAL DEMANDE	3 439	2 711	6 150	3 404	2 748	6 152	3 388	2 698	6 086	3 299	2 672	5 972
APPROVISIONNEMENT (10⁶m³)													
11	Transport												
12	FTLH / NBJ (primaire et secondaire)	339	480	819	339	480	819	341	480	821	339	480	819
13	Transport par échange (Emp-Energir)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Transport fourni par les clients	19	23	42	19	23	42	19	23	42	19	23	42
15	Transport gaz d'appoint	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Transport Emp-Energir	358	503	861	358	503	861	360	503	863	358	503	861
18	Achats dans le territoire	24	34	58	25	35	60	39	55	95	40	57	97
19	Achat à Empress pour compression	17	22	39	17	22	39	17	22	39	17	22	39
20	Achats à Dawn (GR)	1 273	304	1 577	1 240	346	1 587	1 208	299	1 507	1 221	-125	1 096
21	Livraisons à Dawn (AD)	1 434	2 178	3 612	1 435	2 180	3 616	1 430	2 160	3 590	1 396	2 125	3 521
22	Biogaz	4	2	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Retraits - injections	330	-333	-3	329	-339	-10	334	-342	-8	268	91	359
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	3 439	2 711	6 150	3 404	2 748	6 152	3 388	2 698	6 086	3 299	2 672	5 972
ENTREPOSAGE (capacité)													
26	LSR (daO)		(PJ)	(10 ⁶ m ³)		(PJ)	(10 ⁶ m ³)		(PJ)	(10 ⁶ m ³)		(PJ)	(10 ⁶ m ³)
27	Pointe-du-Lac		2,0	53,6		2,0	53,6		2,0	53,6		2,0	53,6
28	Saint-Flavien		1,4	37,6		1,4	37,6		1,4	37,6		1,4	37,6
29	Entreposage souterrain à Dawn		4,6	121,9		4,6	121,9		4,6	121,9		4,6	121,9
30	TOTAL		19,5	514,7		19,5	514,7		19,5	514,7		19,5	514,7
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT													
		2026		2027		2028		2029					
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT		(T/J)		(10³m³/j)		(T/J)		(10³m³/j)		(T/J)		(10³m³/j)	
31	Journée de pointe - continue	1 374	36 275	1 368	36 096	1 362	35 944	1 340	35 359				
32	Besoins hiver extrême	1 303	34 401	1 329	35 067	1 319	34 809	1 300	34 304				
33	Maximum	1 374	36 275	1 368	36 096	1 362	35 944	1 340	35 359				
Approvisionnement													
34	FTLH / NBJ (primaire et secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243				
35	Transport par échange (EMP - Energir)	0	0	0	0	0	0	0	0				
36	Achats dans le territoire - GSR	3	73	3	82	6	155	6	162				
37	Transport clients et biogaz	5	128	5	128	5	128	5	128				
38	FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83	2 192				
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	27	711	0	0	0	0				
40	FTSH (Parkway - Energir)	522	13 777	522	13 777	522	13 777	522	13 777				
41	STS (Parkway-Energir EDA & NDA)	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705				
42	Pointe-du-Lac	76	2 000	76	2 000	76	2 000	76	2 000				
43	Saint-Flavien	91	2 400	91	2 400	91	2 400	91	2 400				
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0				
45	LSR (vaporisation)	195	5 146	228	6 017	228	6 017	228	6 017				
46	Service de pointe*	2	47	0	0	0	0	0	0				
47	Interruption de liquéfaction GM GNL	15	400	15	400	15	400	15	400				
48	Sous-total approvisionnements	1 374	36 275	1 351	35 656	1 327	35 018	1 327	35 025				
49	Impact de la refonte du service interruptible	0	0	0	0	0	0	0	0				
50	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 374	36 275	1 351	35 656	1 327	35 018	1 327	35 025				
51	Provision additionnelle avant achat / (vente)	0	0	-17	-440	-35	-926	-13	-335				
52	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.50/1.47)	0,0%	0,0%	-1,2%	-1,2%	-2,6%	-2,6%	-1,0%	-1,0%				
53	Achat / (vente) de transport a priori	0	0	17	440	35	926	13	335				
54	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 374	36 275	1 368	36 096	1 362	35 944	1 340	35 359				
55	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	0	0	0	0	0	0	0				
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 2026-2029
Impact potentiel de la température

	2026 (1)		2027 (2)		2028 (3)		2029 (4)	
DEMANDE (10⁶m³)								
1	Continue [5 441 ; 5 797]		[5 448 ; 5 804]		[5 393 ; 5 572]		[5 278 ; 5 492]	
2	Interruptible [238 ; 249]		[243 ; 254]		[241 ; 430]		[244 ; 395]	
3	Gaz d'appoint 146		146		146		146	
4	Client biogaz en réseau dédié 6		6		6		6	
5	Sous-total [5 832 ; 6 199]		[5 838 ; 6 205]		[5 782 ; 6 150]		[5 545 ; 5 911]	
6	Interruptions [-1 ; -8]		[-4 ; -15]		[-2 ; -16]		[-4 ; -14]	
7	Gaz perdu et usage de la compagnie [21 ; 22]		[21 ; 22]		[21 ; 22]		[20 ; 22]	
8	Compression (transport et entreposage) [138 ; 147]		[137 ; 145]		[132 ; 141]		[126 ; 134]	
9	Écart de mesurage 0		0		0		0	
10	TOTAL DEMANDE [5 990 ; 6 360]		[5 992 ; 6 357]		[5 931 ; 6 295]		[5 811 ; 6 176]	
APPROVISIONNEMENT (10⁶m³)								
11	Transport							
12	FTLH / NBJ (primaire et secondaire) 819		819		821		819	
13	Transport par échange (Emp-Energir) 0		0		0		0	
14	Transport fourni par les clients 42		42		42		42	
15	Transport gaz d'appoint 0		0		0		0	
16	FTLH non utilisé 0		0		0		0	
17	Transport Emp-Energir 861		861		863		861	
18	Achats dans le territoire 58		60		95		97	
19	Achat à Empress pour compression 39		39		39		39	
20	Achats à Dawn (GR) [1 417 ; 1 779]		[1 429 ; 1 777]		[1 351 ; 1 702]		[0 935 ; 1 286]	
21	Livraisons à Dawn (AD) 3 612		3 616		3 590		3 521	
22	Biogaz 6		0		0		0	
23	Écart de mesurage 0		0		0		0	
24	Retraits - injections [-3 ; 5]		[-13 ; 4]		[-7 ; 6]		[358 ; 373]	
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT [5 990 ; 6 360]		[5 992 ; 6 357]		[5 931 ; 6 295]		[5 811 ; 6 176]	
ENTREPOSAGE (capacité)								
	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)
26	LSR (daQ) 2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6
27	Pointe-du-Lac 1,4	37,6	1,4	37,6	1,4	37,6	1,4	37,6
28	Saint-Flavien 4,6	121,9	4,6	121,9	4,6	121,9	4,6	121,9
29	Entreposage souterrain à Dawn 11,4	301,6	11,4	301,6	11,4	301,6	11,4	301,6
30	TOTAL 19,5	514,7	19,5	514,7	19,5	514,7	19,5	514,7
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT								
	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)
31	Journée de pointe - continue 1 374	36 275	1 368	36 096	1 362	35 944	1 340	35 359
32	Besoins hiver extrême 1 303	34 401	1 329	35 067	1 319	34 809	1 300	34 304
33	Maximum 1 374	36 275	1 368	36 096	1 362	35 944	1 340	35 359
Approvisionnement								
34	FTLH / NBJ (primaire et secondaire) 85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243
35	Transport par échange (EMP - Energir) 0	0	0	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire - GNR 3	73	3	82	6	155	6	162
37	Transport clients et biogaz 5	128	5	128	5	128	5	128
38	FTSH (Dawn - EDA) 83	2 192	83	2 192	83	2 192	83	2 192
39	Transport par échange (Dawn - EDA) 82	2 164	27	711	0	0	0	0
40	FTSH (Parkway - Energir) 522	13 777	522	13 777	522	13 777	522	13 777
41	STS 216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
42	Pointe-du-Lac 76	2 000	76	2 000	76	2 000	76	2 000
43	Saint-Flavien 91	2 400	91	2 400	91	2 400	91	2 400
44	Outil de maintien de fiabilité 0	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation) 195	5 146	228	6 017	228	6 017	228	6 017
46	Service de pointe* 2	47	0	0	0	0	0	0
47	Interruption de liquéfaction GM GNL 15	400	15	400	15	400	15	400
48	Sous-total approvisionnements 1 374	36 275	1 351	35 656	1 327	35 018	1 327	35 025
49	Impact de la refonte du service interruptible 0	0	0	0	0	0	0	0
50	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente) 1 374	36 275	1 351	35 656	1 327	35 018	1 327	35 025
51	Provision additionnelle avant achat / (vente) 0	0	-17	-440	-35	-926	-13	-335
52	% du total approvisionnements avant achat (vente) (1.50/ 1.47) 0,0%	0,0%	-1,2%	-1,2%	-2,6%	-2,6%	-1,0%	-1,0%
53	Achat / (vente) de transport a priori 0	0	17	440	35	926	13	335
54	TOTAL approvisionnements après achat / (vente) 1 374	36 275	1 368	36 096	1 362	35 944	1 340	35 359
55	Provision additionnelle après achat / (vente) 0	0	0	0	0	0	0	0
56	% du total approvisionnements après achat / (vente) (1.54/ 1.53) 0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

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

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2026-2029
Scénario haut

	2026 (1)		2027 (2)		2028 (3)		2029 (4)	
DEMANDE (10⁶m³)								
1	Continue		5 893		6 094		6 163	
2	Interruptible		319		302		307	
3	Gaz d'appoint		146		146		146	
4	Client biogaz en réseau dédié		6		0		0	
5	Sous-total		6 366		6 543		6 617	
6	Interruptions		-4		-7		-5	
7	Gaz perdu et usage de la compagnie		23		23		24	
8	Compression (transport et entreposage)		149		151		146	
9	Écart de mesurage		0		0		0	
10	TOTAL DEMANDE		6 534		6 710		6 785	
APPROVISIONNEMENT (10⁶m³)								
11	Transport		819		819		821	
12	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)		819		819		821	
13	Transport par échange (Emp-Energir)		0		0		0	
14	Transport fourni par les clients		42		42		42	
15	Transport gaz d'appoint		0		0		0	
16	FTLH non utilisé		0		0		0	
17	Transport Emp-Energir		861		861		863	
18	Achats dans le territoire		58		60		95	
19	Achat à Empress pour compression		39		39		39	
20	Achats à Dawn (GR)		1 741		1 840		1 802	
21	Livraisons à Dawn (AD)		3 830		3 928		4 005	
22	Biogaz		6		0		0	
23	Écart de mesurage		0		0		0	
24	Retraits - injections		-1		-18		5	
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT		6 534		6 710		6 785	
ENTREPOSAGE (capacité)								
26	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)
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
30	TOTAL		19,5 514,7		19,5 514,7		19,5 514,7	
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT								
31	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)
32	Journée de pointe - continue		1 423 37 558		1 453 38 348		1 462 38 597	
33	Besoins hiver extrême		1 340 35 368		1 399 36 923		1 408 37 171	
34	Maximum		1 423 37 558		1 453 38 348		1 462 38 597	
Approvisionnements								
35	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)		85 2 243		85 2 243		85 2 243	
36	Transport par échange (EMP - Energir)		0 0		0 0		0 0	
37	Achats dans le territoire - GNR		3 73		3 82		6 155	
38	Transport clients & biogaz		5 128		5 128		5 128	
39	FTSH (Dawn - EDA)		83 2 192		83 2 192		83 2 192	
40	Transport par échange (Dawn - EDA)		82 2 164		27 711		0 0	
41	FTSH (Parkway - Energir)		522 13 777		522 13 777		522 13 777	
42	STS		216 5 705		216 5 705		216 5 705	
43	Pointe-du-Lac		76 2 000		76 2 000		76 2 000	
44	Saint-Flavien		91 2 400		91 2 400		91 2 400	
45	Outil de maintien de fiabilité		0 0		0 0		0 0	
46	LSR (vaporisation)		195 5 146		228 6 017		228 6 017	
47	Service de pointe		0 0		0 0		0 0	
48	Interruption de liquéfaction GM GNL		15 400		15 400		15 400	
49	Sous-total approvisionnements		1 373 36 228		1 351 35 656		1 327 35 018	
50	Impact de la fonte du service interruptible		0 0		0 0		0 0	
51	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)		1 373 36 228		1 351 35 656		1 327 35 018	
52	Provision additionnelle avant achat / (vente)		-50 -1 330		-102 -2 692		-136 -3 579	
53	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.50/ 1.47)		-3,5% -3,5%		-7,0% -7,0%		-9,3% -9,3%	
54	Achat / (vente) de transport a priori		50 1 330		102 2 692		136 3 579	
55	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)		1 423 37 558		1 453 38 348		1 460 38 530	
56	Provision additionnelle après achat / (vente) (1.54/ 1.53)		0 0		0 0		0 0	
	% du total approvisionnements après achat / (vente)		0,0% 0,0%		0,0% 0,0%		0,0% 0,0%	

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2026-2029
Scénario bas

	2026 (1)	2027 (2)	2028 (3)	2029 (4)
DEMANDE (10⁶m³)				
1 Continue	5 194	5 017	4 852	4 655
2 Interruptible	188	175	176	174
3 Gaz d'appoint	146	146	146	146
4 Client biogaz en réseau dédié	0	0	0	0
5 Sous-total	5 528	5 338	5 174	4 975
6 Interruptions	-2	-3	-2	-2
7 Gaz perdu et usage de la compagnie	20	19	18	18
8 Compression (transport et entreposage)	131	126	118	111
9 Écart de mesurage	0	0	0	0
10 TOTAL DEMANDE	5 677	5 480	5 309	5 102
APPROVISIONNEMENT (10⁶m³)				
11 Transport				
12 FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	819	819	821	819
13 Transport par échange (Emp-Energir)	0	0	0	0
14 Transport fourni par les clients	42	42	42	42
15 Transport gaz d'appoint	0	0	0	0
16 FTLH non utilisé	0	0	0	0
17 Transport Emp-Energir	861	861	863	861
18 Achats dans le territoire	58	60	95	97
19 Achat à Empress pour compression	39	39	39	39
20 Achats à Dawn (GR)	1 376	1 301	1 153	796
21 Livraisons à Dawn (AD)	3 345	3 239	3 156	3 037
22 Biogaz	0	0	0	0
23 Écart de mesurage	0	0	0	0
24 Retraits - injections	0	-20	3	273
25 TOTAL APPROVISIONNEMENT	5 677	5 480	5 309	5 102
ENTREPOSAGE (capacité)				
	(PJ)	(106m ³)	(PJ)	(106m ³)
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 TOTAL	19,5	514,7	19,5	514,7
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT				
	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)
31 Journée de pointe - continue	1 318	34 797	1 280	33 780
32 Besoins hiver extrême	1 240	32 739	1 239	32 698
33 Maximum	1 318	34 797	1 280	33 780
Approvisionnements				
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	3	73	3	82
37 Transport clients et biogaz	5	128	5	128
38 FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192
39 Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	27	711
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)	195	5 146	228	6 017
46 Service de pointe	0	0	0	0
47 Interruption de liquéfaction GM GNL	15	400	15	400
48 Sous-total approvisionnements	1 373	36 228	1 351	35 656
49 Impact de la refonte du service interruptible	0	0	0	0
50 TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 373	36 228	1 351	35 656
51 Provision additionnelle avant achat / (vente)	54	1 431	71	1 876
52 % du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.50/ 1.47)	4,1%	4,1%	5,6%	5,6%
53 Achat / (vente) de transport a priori	-54	-1 431	-71	-1 876
54 TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 318	34 797	1 280	33 780
55 Provision additionnelle après achat / (vente)	0	0	0	0
56 % du total approvisionnements après achat / (vente) (1.54/ 1.53)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%