

**PLAN  
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER**

**CONTEXTE ET  
STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT**

**HORIZON 2027 - 2030**

## TABLE DES MATIÈRES

<b>LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES .....</b>	<b>4</b>
<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>6</b>
1 Contexte et stratégie d’approvisionnement – Plan 2027-2030 .....	6
1.1 Transport.....	7
1.2 Fourniture de gaz naturel .....	9
1.3 Autres sources d’approvisionnement.....	9
1.4 Équilibrage .....	9
1.5 Conclusion.....	11
2 Contrats d’approvisionnement existants .....	12
2.1 Fourniture de gaz naturel.....	12
2.1.1 Clients au service de fourniture de gaz naturel d’Énergir.....	12
2.1.2 Clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété .....	15
2.1.3 Suivi sur le coût de la stratégie de diversification.....	15
2.2 Transport.....	15
2.2.1 Services de transport du distributeur .....	15
2.2.2 Services de transport et d’équilibrage fournis par le client.....	16
2.2.3 Gaz d’appoint.....	16
2.2.4 Coûts de transport .....	16
2.2.5 Modification au contrat de transport : <i>Term-up</i> .....	16
2.3 Entreposage.....	17
2.3.1 Capacité d’espace, de retrait et d’injection .....	17
2.3.2 Coûts d’entreposage.....	18
3 Planification d’approvisionnements .....	18
3.1 Planification pour l’année 2026-2027.....	18
3.1.1 Établissement des outils de l’année 2026-2027 .....	18
3.1.2 Demande et sources d’approvisionnement gazier .....	24
3.1.3 Stratégie d’approvisionnement et analyse de rentabilité.....	25
3.1.4 Coefficient d’utilisation FTLH.....	25
3.1.5 Nombre maximum de jours d’interruption.....	25
3.2 Plan d’approvisionnement 2027-2030 – Scénarios de base, haut et bas .....	26
3.2.1 Fourniture de gaz naturel.....	26
3.2.2 Transport.....	26
3.2.3 Équilibrage.....	27

3.2.4	Impact de la température.....	27
3.2.5	Scénario haut.....	28
3.2.6	Scénario bas.....	29
3.3	Risque découlant des différentes sources d’approvisionnement.....	29
4	Revenus d’optimisation prévus .....	30
4.1	Transactions opérationnelles .....	30
4.1.1	Vente de transport <i>a priori</i> .....	31
4.1.2	Vente de transport non utilisé .....	31
4.2	Transactions financières .....	31
<b>CONCLUSION .....</b>		<b>32</b>

Annexe 1 :	Contrats d’approvisionnement existants – Fourniture de gaz naturel Achats de fourniture de gaz naturel projetés – Année 2026-2027
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 2026-2027
Annexe 6 :	Plan d’approvisionnement 2027-2030
Annexe 7 :	Plan d’approvisionnement 2027-2030 – Impact potentiel de température
Annexe 8 :	Plan d’approvisionnement 2027-2030 – Scénario haut
Annexe 9 :	Plan d’approvisionnement 2027-2030 – Scénario bas
Annexe 10 :	Suivi des coûts de la stratégie de diversification
Annexe 11 :	Procédure <i>Term-up</i> et mise en contexte

---

**LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES**

Algonquin	gazoduc exploité par Enbridge qui alimente le marché du Nord-Est américain depuis la Pennsylvanie jusqu'à la Nouvelle-Angleterre aux États-Unis
Client GE	client grande entreprise
CMC	capacité maximale contractuelle
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)
East Hereford	Point de réception pour Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS) à la frontière entre le Québec et le New Hampshire
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
Energir 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
FTLH	<i>Firm Transportation Long Haul</i> ; service de transport ferme de TCPL entre Empress et Energir EDA/NDA, qui est également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Empress et Energir 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 Energir EDA/NDA, qui est également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Dawn et Energir EDA/NDA
GAI	gaz d'appoint pour contrer une interruption
Gigajoule (GJ)	1 milliard de joules = 10 <sup>9</sup> joules
GNL	gaz naturel liquéfié
GSR	gaz de source renouvelable
Initiative	initiative d'approvisionnement responsable en gaz naturel
Iroquois	point situé entre Parkway et Energir EDA à la frontière canadienne et reliant le réseau de TCPL au pipeline Iroquois

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
PFLD-NBJ	<i>Prix fixe longue distance</i> : Transport longue distance à prix fixe entre les points Empress et North Bay Junction
REC	Régie de l'énergie du Canada
STS	<i>Storage Transportation Service</i> ; service de transport ferme entre Parkway et Energir EDA; ce service n'est ferme que du 1 <sup>er</sup> novembre au 15 avril, inclusivement
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TJ	térajoule (unité de mesure d'énergie représentant 1012 joules)
TQM	Trans Québec & Maritimes inc. (filiale d'Énergir)
TTF	<i>Tools Task Force</i>

## **INTRODUCTION**

1 Le plan d’approvisionnement couvrant les années 2026-2027 à 2029-2030 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 2026-2027 à 2029-2030 sera présenté, en tenant  
9 compte des diverses informations prescrites au Règlement. Les données particulières à la  
10 planification de l’année financière 2026-2027 seront également détaillées.

## **1 CONTEXTE ET STRATÉGIE D’APPROVISIONNEMENT – PLAN 2027-2030**

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 2027-2030.

### 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 6 099,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup><sup>1</sup> projetées pour l'année 2026-2027, la marge excédentaire de 10 % exprimée en  
10 capacités quotidiennes représenterait alors 1 671 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (c'est-à-dire  
11 (6 099,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/365) x 10 %). Pour l'année 2026-2027 et les suivantes, Énergir ne planifie pas,  
12 pour l'instant, l'ajout de capacités de transport pour répondre à la marge excédentaire autorisée.  
13 En effet, au moment de la rédaction du plan d'approvisionnement, aucun projet industriel ne  
14 répondait aux critères présentés lors de la Cause tarifaire 2019-2020<sup>2</sup> et dont la Régie de l'énergie  
15 (Régie) 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. Énergir sera en situation déficitaire au niveau du transport pour les quatre années du plan  
18 d'approvisionnement, notamment en raison de l'expiration, à l'automne 2026, d'un contrat de  
19 82 TJ/j avec une tierce partie, jumelée à une augmentation importante de la demande de pointe  
20 comparativement à la Cause tarifaire 2025-2026. À cet égard, Énergir a aussi signé un contrat  
21 de 27 TJ/j en provenance d'Iroquois jusqu'à Énergir EDA du 1<sup>er</sup> juin 2026 au 31 mai 2027 pour  
22 pallier la perte du contrat de 82 TJ/j déjà mentionnée.

23 Comme Énergir ne projette pas de prix à Iroquois dans la cause tarifaire, l'information pour  
24 l'utilisation de ce contrat a été inscrite aux lignes d'achat à Dawn. Énergir devra contracter 40 Tj/j  
25 supplémentaires en transport ainsi que du service de pointe pour combler les besoins en  
26 transport. N'ayant aucune capacité de disponible sur le marché primaire, l'ensemble du déficit

---

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

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

- 1 devra être contracté sur le marché secondaire. Énergir détaille les différents outils et leurs coûts  
 2 estimés pour combler son déficit pour l'année 2026-2027 à la section 3.
- 3 Le tableau ci-dessous présente la répartition des contrats par durée, excluant les contrats  
 4 d'Enbridge Gas. Les contrats sont répartis en fonction de leur nouvelle date d'échéance.

**Tableau 1**  
**Répartition des contrats par durée**

Dates de fin de contrat	Contrats en vigueur au				
	2026-10-01 (%)	2026-11-01 (%)	2027-11-01 (%)	2028-11-01 (%)	2029-11-01 (%)
2027-05-31	2	2	0	0	0
2030-12-31	10	10	10	10	10
2031-10-31	2	2	2	2	2
2033-10-31	77	77	79	79	79
2033-12-31 <sup>3</sup>	7	7	7	7	7
2040-10-31	2	2	2	2	2
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

- 5 Il est à noter que la refonte du service interruptible<sup>4</sup> pourrait également modifier les besoins  
 6 d'approvisionnement, mais l'impact précis sur le plan d'approvisionnement ne peut être projeté  
 7 tant que le nouveau service interruptible ne sera pas en vigueur. Dans l'intervalle, pour établir le  
 8 plan d'approvisionnement 2027-2030, aucun service interruptible découlant de la refonte n'a été  
 9 utilisé sur l'horizon du plan. Cependant, pour combler les besoins réels de l'année 2026-2027,  
 10 Énergir pourrait tenter de conclure une entente particulière pour un service de pointe dans le cas  
 11 où les coûts négociés étaient plus avantageux que les autres alternatives<sup>5</sup>, comme celle soumise  
 12 et approuvée dans le cadre de la Cause tarifaire 2025-2026.

<sup>3</sup> Les contrats de transport se terminant en 2033 sont ceux faisant l'objet du *Term-up* et sont plus amplement exposés dans la section 2.2.5.

<sup>4</sup> Prévu initialement au dossier R-3867-2013, phase 4.

<sup>5</sup> 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 Les livraisons en franchise de GSR sont considérées en partie en remplacement de capacités de  
2 transport. Les détails relatifs à cet outil d'approvisionnement seront présentés à la section 3.

### **1.2 FOURNITURE DE GAZ NATUREL**

3 La stratégie d'acquisition de fourniture d'Énergir pour les années financières 2026-2027 à  
4 2029-2030 est adaptée pour refléter les mouvements de la structure d'approvisionnement.

5 Pour l'année 2026-2027, Énergir procédera par appels d'offres pour les achats contractés  
6 d'avance à Dawn, Empress ou Parkway. Comme par le passé, elle sélectionnera les fournisseurs  
7 en fonction des critères suivants : la prime demandée, la notation de crédit et l'expérience passée.  
8 Les clients en achat direct et à prix fixe effectueront leurs livraisons à Dawn.

### **1.3 AUTRES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT**

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

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

### **1.4 ÉQUILIBRAGE**

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

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

23 Les caractéristiques physiques du site de Saint-Flavien permettent une modulation des retraits  
24 en fonction de la température. Ainsi, les retraits quotidiens et mensuels varieront en fonction des

1 températures réelles. Également, comme la capacité de retrait en pointe dépend de l'inventaire  
2 du site, il est possible que celui-ci soit moins utilisé en début d'hiver, pour en préserver la capacité  
3 de retrait en journée de pointe. Dans ce cas, le retrait du site d'entreposage de Pointe-du-Lac  
4 pourrait être privilégié puisque celui-ci permet d'y réinjecter de la fourniture en période de redoux.

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

15 Également, dans le cadre du projet d'optimisation de Pointe-du-Lac<sup>6</sup>, les capacités de ce site  
16 pourraient augmenter en pointe d'environ 15 TJ/j. Dans un contexte de déficit  
17 d'approvisionnement sur la durée complète du plan d'approvisionnement, ce projet permettrait de  
18 combler une portion de ce déficit d'approvisionnement de la pointe à partir de l'année 2027-2028.  
19 Des avantages additionnels en termes de sécurité d'approvisionnement et de fiabilité du site sont  
20 aussi à considérer.

21 Les besoins d'équilibrage en cours de journée gazière sont, quant à eux, comblés en utilisant le  
22 site d'entreposage souterrain situé à Dawn, au sud de l'Ontario. Ce site d'entreposage est un outil  
23 très flexible en termes de débit de gaz journalier. Il permet une modulation des besoins de gaz  
24 en cours de journée gazière par ses diverses fenêtres de nominations – notamment les fenêtres  
25 STS – et est le seul outil qui permet de les utiliser. Ainsi, les capacités de retrait ou d'injection de  
26 ce site permettent de répondre aux fluctuations de la demande de la clientèle tout au long de  
27 l'année. En général, la flexibilité de cet outil est surtout utilisée en dehors des journées froides de  
28 l'hiver. En journée froide, l'outil permet surtout d'éviter de faire des achats additionnels à Dawn

---

<sup>6</sup> Dossier R-4310-2025.

1 et peut permettre d'optimiser financièrement les coûts de la fourniture lorsque ceux-ci sont plus  
2 élevés que pendant la saison estivale.

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

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

13 Énergir a établi son plan d'approvisionnement 2027-2030 en supposant ce qui suit :

- 14 • Le plein potentiel de l'usine LSR étant atteint, la capacité est utilisée au plan  
15 d'approvisionnement. Le bon fonctionnement et la fiabilité des nouveaux équipements de  
16 l'usine LSR au cours du dernier hiver permettent à Énergir d'être confiante par rapport  
17 aux capacités de vaporisation;
- 18 • La hausse des capacités de retrait du site de Pointe-du-Lac à partir de l'hiver 2027-2028  
19 provenant du projet d'optimisation de ce site d'entreposage;
- 20 • Le maintien de l'ensemble de ses autres capacités d'entreposage.

## **1.5 CONCLUSION**

21 Sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2027-2030, la structure d'approvisionnement est  
22 principalement composée de capacités de transport en provenance de Dawn (via Parkway). Le  
23 plan d'approvisionnement affiche un déficit pour les quatre années de celui-ci si les hypothèses  
24 actuelles demeurent inchangées.

25 Les sections 2 et 3 ci-après présentent plus spécifiquement les orientations prises dans la  
26 planification des approvisionnements gaziers sur l'horizon 2027-2030

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

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

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

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

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

9 Le portefeuille de contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz naturel d'Énergir est  
10 présenté à l'annexe 1, page 1. La date d'échéance, le point de livraison, la période  
11 d'achat, ainsi que les volumes quotidiens et annuels reliés à chacun de ces contrats pour  
12 le plan d'approvisionnement 2027-2030 y sont spécifiés. Le tableau présente également  
13 les totaux visés au plan d'approvisionnement de l'année 2026-2027 et le ratio qui est  
14 contracté à ce jour par rapport à ces totaux. Énergir projette sécuriser près de 50 % des  
15 achats totaux au service de fourniture de gaz naturel avant le début de l'année financière  
16 2026-2027.

17 Selon la structure d'approvisionnement projetée pour l'année 2026-2027, la répartition  
18 mensuelle des achats prévus de fourniture de gaz naturel par point d'achat, ainsi que les  
19 quantités qu'Énergir prévoit contracter d'avance avant le début de l'année financière  
20 2026-2027, sont établies en fonction du scénario de l'hiver chaud.

21 Dans le scénario d'hiver normal, la majeure partie des achats de fourniture de gaz naturel  
22 à contracter par Énergir (60,4 %) serait effectuée à Dawn ou à Parkway – principalement  
23 en hiver – alors que l'autre portion du gaz naturel serait contractée à Empress (37,0 %).  
24 Finalement, des achats de gaz naturel seraient effectués sur le territoire d'Énergir (2,6 %).

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

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

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

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

21 Énergir pourrait attendre la fin de l'hiver 2026-2027 avant de contracter des achats en bloc  
22 à Empress pour les mois de mai à septembre, afin de conserver une certaine flexibilité  
23 pour moduler les achats en fonction des résultats de l'hiver et de la projection de la  
24 demande. De plus, selon les quantités requises, une plus grande partie des achats des  
25 mois d'août et septembre pourra être réalisée sur une base « spot » afin de moduler les  
26 achats en fonction des besoins d'injection aux sites d'entreposage à Dawn. En effet, un  
27 niveau d'inventaire de presque 100 % entraîne une gestion plus précise des injections à  
28 planifier sur cette période et, par le fait même, sur les achats de gaz naturel.

29 Cette approche permet de conserver toute la marge de manœuvre relativement au niveau  
30 d'achats de fourniture à concrétiser à la suite du constat de la demande réelle observée

1           durant la période d'hiver. Cependant, en fonction des prix, des conditions de marché et  
2           des niveaux d'inventaire, Énergir pourrait ajuster cette stratégie dans le cas où cela  
3           s'avérait avantageux pour la clientèle.

#### Volume de fourniture requis pour l'année 2026-2027

4           Pour l'année 2026-2027, le volume total de la fourniture de gaz naturel à acheter par  
5           Énergir est estimé à 2 491 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. De cette quantité, 2 326 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> sont attribués  
6           spécifiquement à la demande de fourniture de gaz naturel de la clientèle. La différence  
7           est requise pour couvrir le restant de la demande (gaz perdu et usage d'Énergir), la  
8           variation nette des retraits et injections d'inventaires, ainsi que le gaz de compression<sup>7</sup>  
9           requis pour transporter la fourniture jusqu'au territoire d'Énergir et pour injecter aux sites  
10          d'entreposage.

11          Il est à noter qu'au volume total mentionné ci-dessus, vient s'ajouter le volume contracté  
12          pour les clients engagés auprès d'Énergir dans une entente de fourniture à prix fixe,  
13          approvisionnés par un fournisseur spécifique. Pour l'année 2026-2027, le volume annuel  
14          est estimé à 111 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

#### Prix du service de fourniture

15          Le prix moyen de référence pour la fourniture de gaz naturel pour l'année 2026-2027 est  
16          de 17,051 ¢/m<sup>3</sup> (4,50 \$/GJ). La section 1.2 « Hypothèses énergétiques » de la pièce  
17          Énergir-H, Document 2 présente le détail de l'évaluation des prix de fourniture.

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

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

---

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

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

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

4 Pour l'année 2026-2027, le volume annuel de tous ces clients est estimé à 3 715 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>,  
5 dont 175 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> proviennent des volumes projetés pour les clients au service de gaz  
6 d'appoint concurrence.

### 2.1.3 Suivi sur le coût de la stratégie de diversification

7 Conformément au parag. 255 de la décision D-2026-011 de la Régie, Énergir présente le  
8 suivi des coûts de sa stratégie de diversification à l'annexe 10.

## 2.2 TRANSPORT

9 Les modalités relatives aux capacités quotidiennes et annuelles de transport inscrites dans les  
10 différents contrats avec les transporteurs TCPL, Enbridge Gas et les tierces parties sont  
11 présentées à l'annexe 2, page 1. Ce document détaille les débits au 1<sup>er</sup> octobre 2026 et au  
12 1<sup>er</sup> novembre de chacune des quatre années du plan d'approvisionnement, ainsi que les  
13 échéances des différents contrats de transport. Les modalités de renouvellement y sont  
14 également indiquées.

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

### 2.2.1 Services de transport du distributeur

18 Les capacités de transport PFLD-NBJ totalisent 2 243 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (85 000 GJ/jour) au  
19 1<sup>er</sup> octobre 2026. Énergir détient également des capacités de transport depuis Dawn et  
20 Parkway qui sont fonctionnalisés principalement pour répondre aux besoins de transport  
21 de la clientèle. Ces capacités totalisent 21 674 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (821 222 GJ/jour) au  
22 1<sup>er</sup> octobre 2026. Énergir dispose aussi d'un contrat depuis Iroquois de 711 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour  
23 (26 952 GJ/jour).

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

1 Pour l'année 2026-2027, un client détient une capacité journalière moyenne de  
2  $116 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ . Le volume annuel total de ce client qui fournit son service de transport  
3 s'élève à  $42 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ .

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

### 2.2.3 Gaz d'appoint

8 Une demande de  $158 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  au service de gaz d'appoint concurrence est projetée pour  
9 l'année 2026-2027, exception faite pour les mois de novembre 2026 à mars 2027, où  
10 aucun volume n'est projeté. Ainsi, la capacité de transport additionnelle requise pour  
11 desservir cette clientèle a été intégrée au plan d'approvisionnement. Toutefois, aucune  
12 capacité n'est contractée à cet effet. Énergir concrétisera l'achat de la capacité au besoin,  
13 lorsque les contrats de gaz d'appoint seront réalisés en cours d'année.

### 2.2.4 Coûts de transport

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

#### Gaz d'appoint concurrence

16 Les coûts de transport associés aux volumes de gaz d'appoint concurrence, en  
17 provenance de Dawn, sont à un prix unitaire projeté de  $1,660 \text{ } \phi/\text{m}^3$ .

### 2.2.5 Modification au contrat de transport : *Term-up*

18 Au cours de l'année 2025, TCPL a reçu des demandes pour contracter de nouvelles  
19 capacités de transport vers East Hereford, qui exigeaient que TCPL construise de  
20 nouvelles infrastructures d'une valeur de plus de 20 M\$. Ces travaux sont nécessaires sur  
21 les infrastructures entre Parkway et ENERGIR EDA et entre Empress et ENERGIR EDA.  
22 Par conséquent, le 3 mars 2026, Énergir a reçu un avis de procédure de prolongation des  
23 termes des contrats existants (*Term-up*) pour ses 12 contrats vers le point Energir EDA

1 se terminant avant le 1<sup>er</sup> novembre 2033. Énergir a jusqu'au 4 mai 2026 pour décider de  
2 laisser ses contrats expirer à leur date de fin prévue ou de s'engager à les prolonger  
3 jusqu'en octobre 2033. La procédure de *Term-up* ainsi que l'avis sont présentés à  
4 l'annexe 11.

5 Cette procédure de *Term-up* touche 856 TJ/j des capacités de transport détenues par  
6 Énergir, soit 90 % de ses contrats qui arrivent à échéance avant octobre 2033. L'horizon  
7 du plan révèle un déficit de capacité de transport, particulièrement lors des périodes de  
8 pointe. Ce déficit récurrent justifie de maintenir les contrats visés par le *Term-up*. En  
9 conséquence, Énergir prévoit préserver son droit de renouvellement jusqu'au  
10 31 octobre 2033 pour les 12 contrats touchés par le *Term-up*. Ceci sera réalisé dans  
11 l'intérêt de la clientèle, afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement et de continuer de  
12 répondre à la demande de pointe.

### **2.3 ENTREPOSAGE**

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

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

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

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

### **2.3.2 Coûts d'entreposage**

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

## **3 PLANIFICATION D'APPROVISIONNEMENTS**

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

8 Les déficits des quatre années du plan d'approvisionnement sont présentés au tableau 2.

**Tableau 2**

Année du plan	Outils d'approvisionnement en transport (TJ/jour) <i>Excédents (+) / Déficits (-) par année</i>
2026-2027	-68
2027-2028	-77
2028-2029	-100
2029-2030	-86

### **3.1 PLANIFICATION POUR L'ANNÉE 2026-2027**

#### **3.1.1 Établissement des outils de l'année 2026-2027**

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

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

1 Dans sa décision D-2009-156<sup>8</sup>, la Régie approuvait que le débit quotidien des outils  
2 d'approvisionnement pour sécuriser le plan d'approvisionnement soit fixé à la valeur  
3 maximale entre les outils requis pour répondre à la demande continue en journée de  
4 pointe et ceux requis pour répondre à la demande saisonnière de l'hiver extrême.

5 Lors de l'hiver 2022-2023, Énergir a cependant constaté que malgré l'application des  
6 nouvelles modalités des retraits interdits lors d'interruptions<sup>9</sup>, plusieurs clients  
7 interruptibles ont tout de même consommé du gaz naturel en journée de pointe.

8 Puisque, comme en journée de pointe, Énergir peut interdire le GAI, l'exclusion de ces  
9 clients du calcul de la demande continue met à risque la sécurité d'approvisionnement.  
10 Ainsi, Énergir inclut dans la demande du service continu du scénario de base du plan  
11 d'approvisionnement un volume attribuable à des clients interruptibles qui pourraient  
12 effectuer des retraits interdits en journée de fine pointe. Ceci permet d'assurer que la  
13 consommation de l'ensemble de la clientèle soit couverte lors d'une journée de pointe  
14 éventuelle, en incluant les retraits interdits effectués par les clients interrompus. Le volume  
15 potentiel des retraits interdits en journée de pointe a été révisé à 8,7 TJ comparativement  
16 à 21,6 TJ en 2023. Ce volume a été calculé en fonction des retraits interdits effectués au  
17 cours du mois de janvier 2026. En effet, les conditions de marché observées pour la  
18 journée du 27 janvier 2026 (disponibilité, prix) ont été similaires à celles du 3 février 2023.  
19 Énergir a donc réévalué son volume attribuable à des retraits interdits en se basant sur  
20 les données réelles disponibles lors de ces journées d'interruption. Les retraits interdits  
21 n'étant connus qu'après les faits, cette méthode d'évaluation demeure la meilleure  
22 solution pour assurer la sécurité d'approvisionnement en journée de pointe. Ainsi, le  
23 volume a été revu à la baisse pour l'horizon du plan d'approvisionnement 2027-2030.

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

26 Le tableau suivant présente les résultats et le débit quotidien d'approvisionnement requis  
27 pour l'année 2026-2027.

---

<sup>8</sup> Dossier R-3690-2009, décision D-2009-156, paragr. 107.

<sup>9</sup> Dossier R-4177-2021, décision D-2022-123, paragr. 600.

Tableau 3

	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
Demande continue en journée de pointe	37 451
Débit quotidien hiver extrême	36 896
<b>Maximum (demande de pointe; hiver extrême)</b>	<b>37 451</b>

#### Outil de maintien de fiabilité

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

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

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

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

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

18 Par ailleurs, lors de la Cause tarifaire 2019-2020<sup>10</sup>, Énergir a informé la Régie qu'elle avait  
19 révisé à la baisse la capacité de vaporisation garantie quotidienne de l'usine LSR, en  
20 tenant compte de la philosophie de redondance dite « N+1 ». Énergir a alors expliqué

<sup>10</sup> Dossier R-4076-2018, pièce B-0184, Énergir-H, Document 1, pp. 79 à 81.

1 qu'elle contracterait un outil d'approvisionnement de pointe afin de pallier cette réduction  
 2 de capacité ferme. En février 2022, la Régie a approuvé<sup>11</sup> le projet de remplacement des  
 3 équipements de regazéification de l'usine LSR qui permettra, à terme, de combler de  
 4 façon permanente le manque à gagner de capacité garantie quotidienne après  
 5 l'application de la redondance à l'usine LSR. Puisque le projet doit se terminer en octobre  
 6 2026, Énergir considère la pleine capacité de 6 017 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> de vaporisation de l'usine LSR  
 7 sur la durée du plan d'approvisionnement comparativement à la capacité de 5 146 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>  
 8 utilisée lors de la Cause tarifaire 2025-2026.

Tableau 4

Sources	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
FTLH primaire (Energir EDA et Energir NDA)	2 243
Transport par échange (Empress-Energir)	0
Achats dans le territoire – GSR	74
Transport fourni par les clients	128
FTSH (Dawn-Energir EDA)	2 192
FTSH (Iroquois-Energir)	711
FTSH (Parkway-Energir EDA & NDA)	13 777
STS (Parkway-Energir EDA & NDA)	5 705
Pointe-du-Lac	2 000
Saint-Flavien	2 400
Usine LSR (vaporisation)	6 017
Interruption de liquéfaction GM GNL	400
Sous-total approvisionnements	35 647
Service de pointe pour combler le déficit	748
Achat de transport	1 056
<b>Total approvisionnements</b>	<b>37 451</b>

#### Stratégie d'approvisionnement retenue

9 Le total des approvisionnements requis pour l'année 2026-2027 s'élève à  
 10 37 451 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, une augmentation significative comparativement à la

<sup>11</sup> Dossier R-4178-2021, décision D-2022-024, paragr. 73 et 77.

1 Cause tarifaire 2025-2026, alors que le débit actuel des approvisionnements est de  
2 35 647 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour.

3 En ce moment, le réseau de TCPL dispose des capacités requises pour approvisionner  
4 ce déficit pour l'hiver 2026-2027. Toutefois, ces capacités sont déjà contractées et devront  
5 être négociées avec des tierces parties afin d'en bénéficier. Énergir devra donc avoir  
6 recours au marché secondaire pour satisfaire ses besoins de pointe pour l'hiver  
7 2026-2027.

8 Pour combler cet écart, Énergir devra souscrire à une combinaison de plusieurs types  
9 d'approvisionnements compte tenu de la faible disponibilité sur le marché gazier :

- 10 • **Reconduction d'une entente avec un client GE** : Énergir complètera une  
11 entente avec un client GE pour du service de pointe d'un volume 282 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>. Cette  
12 entente a un coût fixe estimatif de [REDACTED] De toutes les options  
13 discutées, elle représente de loin celle avec le plus faible coût pour la clientèle  
14 pour un volume similaire. Cette entente, négociée habituellement en automne,  
15 pourrait l'être avant, compte tenu de l'ampleur du déficit;
- 16 • **Achats de capacité de transport sur le marché secondaire** : En raison de la  
17 demande élevée et de la faible offre, le coût pour ce transport pourrait s'avérer  
18 onéreux. Selon les discussions et estimations actuelles, le surcoût du transport à  
19 partir de Dawn par rapport à du transport sur le marché primaire est [REDACTED]  
20 [REDACTED];
- 21 • **Service de pointe avec un tiers** : Du service de pointe sera aussi envisagé pour  
22 combler une portion du déficit d'approvisionnement. Bien que son coût fixe soit  
23 plus faible que l'achat de transport, il s'accompagne de primes variables élevées  
24 et indexées sur des marchés comme Algonquin, particulièrement volatils en  
25 période de grand froid, si jamais ce service de pointe était requis. La prime fixe  
26 estimée selon l'information recueillie dans le marché est supérieure à la  
27 reconduction d'une entente avec un client GE;
- 28 • **Transport Iroquois-Énergir-EDA** : Pour la première année du plan  
29 d'approvisionnement, Énergir détient un contrat de 711 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (26 952 GJ) dont le  
30 point de réception est Iroquois. Malgré le fait que ce contrat ait été acquis sur le

1            marché primaire, donc à un coût moins élevé, le coût variable de s'approvisionner  
2            en molécule pourrait s'avérer plus élevé. Puisque le déficit d'outil est important,  
3            Énergir pourrait être amenée à l'utiliser fréquemment. Au cours de l'hiver  
4            2025-2026, pour un approvisionnement quotidien, le prix au point Iroquois s'est  
5            négocié avec un surcoût de 13 \$/GJ par rapport à Dawn, avec un prix beaucoup  
6            plus élevé lors des jours de pointe (jusqu'à 138 \$/GJ).

7            Pour l'hiver 2026-2027, la somme des coûts estimés pour combler le déficit  
8            d'approvisionnement en hiver dans un scénario d'hiver normal s'élève à environ 31 M\$ de  
9            coûts additionnels d'équilibrage par rapport au coût des outils de 2025-2026.

10           Pour les autres années, les déficits à combler sont plus élevés que pour l'année 1. Cette  
11           croissance résulte principalement d'une demande plus résiliente que prévue dans les  
12           dernières années, ce qui fait varier significativement les besoins en approvisionnements  
13           par rapport au plan d'approvisionnement 2025-2029 déposé l'an dernier.

14           Ces déficits surviennent au même moment où le système de pipeline Nord-Américain est  
15           à toutes fins pratiques à pleine capacité : les capacités du Mainline de TCPL (qui s'étend  
16           d'Empress jusqu'à East Hereford et Parkway dans l'Est) sont complètement contractées.  
17           Les flux gaziers enregistrés dans le triangle de l'Est et sur TQM sont à des niveaux  
18           records, ce qui ne laisse que peu de marge de manœuvre pour l'approvisionnement des  
19           clients dans le cas de demande plus forte que prévue ou d'incident sur le réseau. Même  
20           si le standard d'opérations sur le Mainline de TCPL est à un niveau N + 1 (c'est-à-dire que  
21           le réseau de TPCL possède des équipements pouvant couvrir la défaillance d'un  
22           équipement clé), tout incident qui excèderait ce niveau pourrait entraîner des coupures du  
23           service ferme.

24           Dans ce contexte, pour obtenir de la capacité permettant de répondre aux besoins  
25           projetés de la clientèle, Énergir prévoit plutôt obtenir des capacités de transport sur le  
26           marché secondaire. Étant donné que ces capacités sont déjà contractées et prévues être  
27           acheminées à des consommateurs hors du Québec, Énergir devra payer un prix qui  
28           permet aux fournisseurs détenant ces capacités de fournir l'énergie à leurs clients actuels  
29           d'une autre manière, ce qui va résulter en des prix élevés pour approvisionner la clientèle  
30           du Québec. Actuellement, aucun ajout de capacité sur le réseau principal de TCPL n'est

1 prévu vers Énergir-EDA. Énergir ne peut donc compter sur l'obtention de nouvelles  
2 capacités sur le marché primaire pour les années projetées au plan.

3 Face à la résilience de la consommation de la clientèle et de sa conséquence marquée  
4 sur les besoins d'approvisionnement, Énergir pose déjà des actions concrètes pour  
5 résoudre la situation :

- 6 • Discussions avec TCPL pour prolonger le service temporaire pour 2026-2027 de  
7 l'approvisionnement à partir du point Iroquois;
- 8 • Mandat accordé à Intragaz pour analyser et confirmer le potentiel de  
9 développement du site de Saint-Flavien et des dates de mises en service possibles  
10 afin de dégager une marge de manœuvre au niveau de la gestion des outils  
11 d'approvisionnement, présenté pour approbation de la Régie<sup>12</sup>.

12 Énergir souhaite informer la Régie que les éléments de suivi demandés dans la  
13 décision D-2026-011 (paragr. 155) seront présentés lors du dépôt de mai 2026, incluant  
14 les indications de la Régie concernant le service interruptible (paragr. 160 à 162).

15 Enfin, la provision additionnelle de transport à la journée de pointe de l'année 1 est établie  
16 comme suit :

**Tableau 5**

<b>Provision additionnelle de transport à la journée de pointe</b> <i>(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</i>	
Total des approvisionnements après achat/vente	37 451
Débit quotidien requis 2026-2027	37 451
Provision additionnelle	0
<b>% du total des approvisionnements</b>	<b>0,00 %</b>

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

17 L'annexe 5 présente la planification mensuelle pour l'année 2026-2027.

---

<sup>12</sup> Pièce Énergir-H, Document 8.

1 La demande totale s'élève à 3 551 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> pour la période de l'hiver 2026-2027.  
2 L'approvisionnement disponible pour répondre à la demande totale avant interruption se  
3 chiffre à 3 545 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, incluant les retraits des inventaires. Ainsi, un volume d'interruption  
4 de 6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> est requis pour répondre à la demande d'hiver.

5 Durant l'été 2027, la demande totale prévue s'élève à 3 109 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, incluant les besoins  
6 d'injection aux sites d'entreposage.

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

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

11 Dans le contexte de marché actuel, Énergir présentera les outils achetés au rapport  
12 annuel avec la justification sur les choix effectués, s'il y a lieu. Selon les offres indicatives  
13 reçues, Énergir estime que le coût additionnel des outils sera d'environ 31 M\$ dans un  
14 scénario d'hiver normal.

### 3.1.4 Coefficient d'utilisation FTLH

15 Le coefficient d'utilisation du transport FTLH/NBJ anticipé pour l'année 2026-2027 est de  
16 100 %. Au réel, toutefois, il pourrait survenir des situations où il serait plus avantageux  
17 pour la clientèle de ne pas atteindre un tel coefficient d'utilisation. Si cela se produisait,  
18 Énergir agirait dans le meilleur intérêt de la clientèle.

### 3.1.5 Nombre maximum de jours d'interruption

19 Le tableau 6 ci-dessous présente le nombre maximum de jours d'interruption pour  
20 l'année 2026-2027, qui sera intégré à la section *Interruptions* du *Service de*  
21 *distribution D<sub>5</sub> : Interruptible des Conditions de service et Tarif*.

Tableau 6

Somme du volume souscrit en service continu et du volume projeté quotidien en service interruptible			Nombre maximum de jours d'interruption	
Palier D <sub>s</sub>	compris entre (m <sup>3</sup> /jour)	et (m <sup>3</sup> /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 2027-2030 – SCÉNARIOS DE BASE, HAUT ET BAS

#### 3.2.1 Fourniture de gaz naturel

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

#### 3.2.2 Transport

5 Pour les quatre années du plan d'approvisionnement, Énergir doit gérer un déficit d'outils.  
 6 Pour la première année, du service de pointe et du transport sur le marché secondaire  
 7 seront contractés afin de combler l'écart entre la demande de pointe et les outils  
 8 actuellement disponibles. Pour les années suivantes, bien que le déficit continue de  
 9 croître, du transport au point Iroquois sera disponible sur le marché primaire et permettra  
 10 de réduire une partie du manque à combler, tout en diminuant potentiellement l'exposition  
 11 d'Énergir au marché secondaire. Toutefois, étant donné la plus grande volatilité liée au  
 12 point d'achat à Iroquois, les coûts variables pourraient faire monter la facture à un niveau  
 13 comparable à celui du transport à partir de Dawn sur le marché secondaire. Pour les  
 14 années deux à quatre, Énergir analysera les options qui se présenteront au moment  
 15 opportun et choisira celles qui lui permettront de combler son déficit au coût le plus faible  
 16 pour la clientèle.

### **3.2.3 Équilibrage**

1 Énergir prévoit maintenir les capacités d'entreposage sur l'horizon du plan  
2 d'approvisionnement 2027-2030. Les capacités pour les périodes concernées sont  
3 détaillées à l'annexe 6, lignes 26 à 30 : le volume utile de l'usine LSR pour la clientèle  
4 réglementée (daQ) est indiqué à la ligne 26.

5 Aucun contrat d'entreposage à Dawn n'arrive à échéance le 31 mars 2026 : il n'y a donc  
6 pas lieu de présenter une analyse des offres ni les caractéristiques d'un contrat retenu  
7 dans la pièce Énergir-H, Document 4.

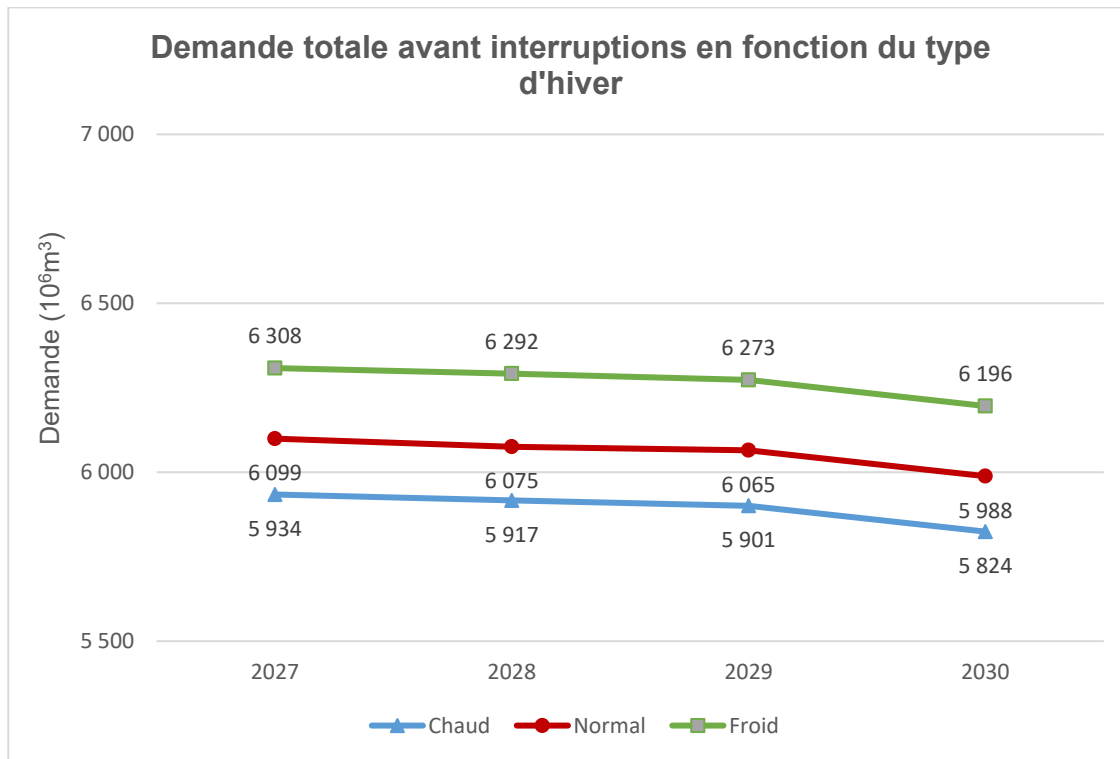
8 Un contrat d'entreposage à Dawn viendra toutefois à échéance le 31 mars 2027. À cet  
9 égard, Énergir dépose, à la pièce Énergir-H, Document 5, l'évolution de la flexibilité  
10 opérationnelle ainsi que les nouvelles caractéristiques du contrat qui devra être conclu.

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

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

15 Les variations potentielles de la demande de ces scénarios pour les quatre années du  
16 plan d'approvisionnement 2027-2030 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, augmentant de façon  
 10 significative le déficit d'outils d'approvisionnement d'Énergir. Si le scénario favorable se  
 11 concrétisait, Énergir pourrait rencontrer des difficultés à combler le déficit nécessaire à  
 12 l'approvisionnement de sa pointe énergétique compte tenu du peu d'outils déjà  
 13 disponibles sur le marché secondaire. Advenant une telle situation, Énergir devrait trouver

1 des alternatives plus contraignantes, comme retarder l'arrivée d'un nouveau client ou  
2 forcer l'interruption de clients (du service continu) dans le cas où une journée d'extrême  
3 pointe survenait. À long terme, Énergir peut potentiellement développer son entreposage  
4 en franchise par l'entremise de sa filiale Intragaz. L'ajout de capacité avec TCPL  
5 permettrait aussi de répondre à ce déficit, mais la mise en service se ferait sur un horizon  
6 au-delà du plan d'approvisionnement actuel.

### **3.2.6 Scénario bas**

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

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

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

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

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

24 Le mécanisme d'indemnisation faisant en sorte que les fournisseurs n'ont aucun intérêt financier  
25 à faire défaut à leur obligation de livraison, le risque est donc essentiellement de nature financière

1 et est lié à la solvabilité financière des fournisseurs, et ce, indépendamment de la source  
2 d'approvisionnement.

#### **4 REVENUS D'OPTIMISATION PRÉVUS**

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

##### **4.1 TRANSACTIONS OPÉRATIONNELLES**

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

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

24 Les revenus d'optimisation résultant des différentes transactions opérationnelles prévues à la  
25 Cause tarifaire 2026-2027 sont présentés dans les sous-sections ci-dessous.

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

1 L'année 2026-2027 du plan d'approvisionnement ne prévoit pas de vente de transport  
2 *a priori*.

#### **4.1.2 Vente de transport non utilisé**

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

### **4.2 TRANSACTIONS FINANCIÈRES**

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

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

## **CONCLUSION**

1 Énergir a présenté son plan d’approvisionnement couvrant les années 2026-2027 à 2029-2030  
2 conformément au Règlement.

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

6 Sur l’horizon du plan 2027-2030, Énergir détient une structure d’approvisionnement rapprochée  
7 de son territoire.

### **Énergir demande à la Régie :**

- 9 • **d’approuver son plan d’approvisionnement pour les années 2027-2030, incluant le**  
10 **présent contexte et la présente stratégie d’approvisionnement;**
- 11 • **de prendre acte des modifications apportées aux contrats de transport existants**  
12 **présentés à l’annexe 11 et de s’en déclarer satisfaite;**
- 13 • **d’interdire la divulgation, la publication et la diffusion des informations déposées**  
14 **sous pli confidentiel.**

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

	Point de livraison	Échéance	Volume quotidien	Période d'achat		Indice d'achat	Volume annuel	Total contracté Qté / % du visé	Total visé 2025
	(1)	(2)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (3)	Début (4)	Fin (5)	(6)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (7)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (8)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (9)
1	<b>Empress</b>	2026-10-31	132	2025-10-31	2026-10-31	5A	4	0%	861
2							<b>TOTAL - Empress</b>		
3	<b>Dawn</b>	2027-10-31	0	2026-09-30	2027-09-30	Dawn	0	0%	1 404
4							<b>TOTAL - Dawn</b>		
5	<b>Territoire d'Énergir</b>	VSH	11	2026-10-01	2027-09-30	Prix négocié	4	7%	62
6		2037-03-31							
7		GSR (autres)							
8	<b>TOTAL - Territoire Énergir</b>						<b>100,0%</b>		
9									
10	<b>Volume total annuel ( 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> ) :</b>							<b>65,6</b>	<b>2 326</b>
11								<b>2,82%</b>	

**ACHATS DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL PROJETÉS - ANNÉE 2026-2027\***

	Dawn			Empress			Territoire d'Énergir			Achats totaux			
	À contracter d'avance (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	En attente (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Total (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	À contracter d'avance (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	En attente (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Total (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	À contracter d'avance (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	En attente (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Total (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	À contracter d'avance (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	En attente (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Total (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	% à contracter d'avance
1 oct-26	13	13	27	59	14	73	5,2	0,0	5,2	78	27	105	4,5%
2 nov-26	86	86	171	39	32	71	5,1	0,0	5,1	130	117	247	10,6%
3 déc-26	112	112	224	38	35	73	5,2	0,0	5,2	155	147	302	13,0%
4 janv-27	156	156	313	39	34	73	5,2	0,0	5,2	201	191	391	16,8%
5 févr-27	128	128	255	36	30	66	4,7	0,0	4,7	168	158	326	14,0%
6 mars-27	107	107	214	39	34	73	5,2	0,0	5,2	151	141	292	12,5%
7 avr-27	58	58	117	31	40	71	5,1	0,0	5,1	94	99	193	8,3%
8 mai-27	13	13	26	30	44	73	5,2	0,0	5,2	48	56	104	4,5%
9 juin-27	0	0	0	31	40	71	5,1	0,0	5,1	36	39	75	3,2%
10 juil-27	1	1	2	30	43	73	5,2	0,0	5,2	36	44	80	3,5%
11 août-27	15	15	31	31	42	73	5,2	0,0	5,2	52	58	109	4,7%
12 sept-27	12	12	25	28	43	71	5,1	0,0	5,1	46	55	101	4,3%
13 <b>Total</b>	<b>702</b>	<b>702</b>	<b>1 404</b>	<b>431</b>	<b>430</b>	<b>861</b>	<b>62</b>	<b>0</b>	<b>62</b>	<b>1 194</b>	<b>1 132</b>	<b>2 326</b>	
14 <b>Prorata du total</b>			<b>60,4%</b>			<b>37,0%</b>			<b>2,6%</b>	<b>51,3%</b>	<b>48,7%</b>		

\* Basé sur le plan d'hiver chaud.

**CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS  
TRANSPORT**

	Segment (1)	Transporteur (service) (2)	Échéance (3)	Débit total Année 2026 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /an) (4)	Débit quotidien					Modalité contractuelle (11)	Note (12)
					2026-10-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (5)	2026-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (6)	2027-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (7)	2028-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (8)	2029-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (10)		
1	Empress-NBJ	TCPL (LTFP)	2030-12-31	703	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	2	
2			2030-12-31	96	264	264	w	264	264	2	
3			2030-12-31	19	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 (LTFP)	2033-12-31	703	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	1	
6			<i>sous-tot.</i>		703	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	
7	NBJ-Energir NDA	TCPL (LTFP)	2030-12-31	19	53	53	53	53	53	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)	2033-10-31	482	1 320	1 320	1 320	1 320	1 320	1	
11			2033-10-31	318	872	872	872	872	872	1	
12			<i>Sous-total</i>		800	2 192	2 192	2 192	2 192	2 192	
14		Tierce partie	2026-10-31	790	2 164	0	0	0	0		
15		<i>Sous-total</i>		790	2 164	0	0	0	0		
16	Parkway-Energir EDA	TCPL (STS)	2033-10-31	433	1 188	1 188	1 188	1 188	1 188	1	
17			2033-10-31	247	676	676	676	676	676	1	
18			2033-10-31	1 209	3 313	3 313	3 313	3 313	3 313	1	
19			2033-10-31	193	528	528	528	528	528	1	
20		<i>Sous-total</i>		2 082	5 705	5 705	5 705	5 705	5 705		
21		TCPL (FTSH)	2033-10-31	626	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1	
22			2033-10-31	2 304	6 312	6 312	6 312	6 312	6 312	1	
23			2033-10-31	376	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029	1	
24			2033-10-31	188	515	515	515	515	515	1	
25			2033-10-31	819	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	1	
26	2033-10-31		349	955	955	955	955	955	1		
27	2040-10-31	201	602	602	602	602	602	1			
28	<i>Sous-total</i>		4 862	13 372	13 372	13 372	13 372	13 372			
29	Parkway-Energir NDA	TCPL (FTSH)	2031-10-31	148	405	405	405	405	405	1	
30			<i>Sous-total</i>		148	405	405	405	405	405	
31	Dawn-Parkway	Enbridge Gas (M12)	2027-10-31	626	1 715	1 715	0	0	0	3	
32			2027-03-31	504	1 381	1 381	1 381	0	0	3	
33			2027-03-31	221	605	605	605	0	0	3	
34			2026-10-31	2 483	6 803	0	0	0	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	8 495	6 779	4 793	4 793	
40		Tierce partie	2027-02-28	25	278	278	278	0	0	4	
42	<i>Sous-total</i>			25	278	278	278	0	0		
	Iroquois-Energir EDA	TCPL (FTSH)	2027-05-31	260	0	711	0	0	0	5	
			<i>Sous-total</i>		260	0	711	0	0	0	

**MODALITÉ CONTRACTUELLE**

1. Droit de renouvellement annuel avec préavis de 2 ans.
2. Droit de renouvellement annuel avec préavis de 1 an.
3. Préavis de 2 ans pour ne pas renouveler, sinon renouvellement automatique pour 1 an.
4. Contrat courant de décembre à février
5. Aucune modalité de renouvellement

**TARIFS DE TRANSPORT**

<b>TCPL<sup>1</sup></b>		<b>Au 1<sup>er</sup> janvier 2026</b>			
		(\$/GJ/mois) (1)	(\$/GJ) (2)	(¢/m <sup>3</sup> ) (3)	
1	<b>FTLH Empress - North Bay Junction - Energir EDA</b>	Prime fixe	44,4327	1,4608	5,535
2	<b>FTLH Empress - North Bay Junction - Energir NDA</b>	Prime fixe	32,1078	1,0556	4,000
3	<b>FTSH Dawn - Energir EDA</b>	<i>Prime fixe</i>	20,9571	0,6890	2,611
4	<i>Surcharge point de réception Union Dawn</i>		0,1314	0,0043	0,016
5		Total	21,0884	0,6933	2,627
6	<b>FTSH Parkway - Energir EDA</b>	Prime fixe	16,2516	0,5343	2,024
7	<b>FTSH Parkway - Energir NDA</b>	Prime fixe	14,1924	0,4666	1,768
8	<b>STS Parkway - Energir EDA/NDA</b>	Prime fixe	16,2516	0,5343	2,024
<b>ENBRIDGE GAS<sup>1</sup></b>		<b>Au 1<sup>er</sup> janvier 2026</b>			
		(\$/GJ/mois) (1)	(\$/GJ) (2)	(¢/m <sup>3</sup> ) (3)	
9	<b>M12 Dawn à Parkway</b>	Prime fixe	4,336	0,1426	0,540
10		Prime variable		0,0040	0,015
11		Prime variable pour excédent		0,143	0,542

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

**RATIOS PROJÉTÉS DE GAZ DE COMPRESSION**

TCPL		Projection 2026
1	FTLH Empress-Energir EDA	5,23%
2	FTLH Empress-Energir NDA	4,02%
3	FTLH Empress-Dawn	4,46%
4	FTSH Dawn-Energir EDA	1,46%
5	FTSH Parkway-Energir EDA	1,09%
6	FTSH Parkway-Energir NDA	0,87%
7	STS Parkway-Energir EDA	1,09%
Enbridge Gas		Tarif M12 Dawn à Parkway
8	Octobre	0,853%
9	Novembre	1,009%
10	Décembre	1,137%
11	Janvier	1,303%
12	Février	1,240%
13	Mars	1,160%
14	Avril	0,991%
15	Mai	0,716%
16	Juin	0,604%
17	Juillet	0,588%
18	Août	0,476%
19	Septembre	0,472%

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

	<b>Fournisseur</b>	<b>Contrat</b>	<b>Échéance</b>	<b>Capacité</b>	<b>Critère de retrait selon le niveau d'inventaire</b>	<b>Capacité maximale de retrait</b>	<b>Critère d'injection selon le niveau d'inventaire</b>	<b>Capacité maximale d'injection</b>	
	(1)	(2)	(3)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> ) (4)	(5)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (6)	(7)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (8)	
1	<b>Enbridge Gas</b>	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	<i>Note 1</i>	0				
5			Total		300 700	> 75 175 < 75 175	3 613 2 406	> 225 544 < 225 544	4 506 4 506
6	<b>Intragaz PdL *</b>		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	<b>Intragaz Saint-Flavien *</b>		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	<b>LSR *</b>		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/m<sup>3</sup>.

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

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

ENBRIDGE GAS			000 \$	\$/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
<b>Prime fixe sur la capacité contractuelle</b>				
1	LST 176			53,430
2	LST 184			52,290
3	LST 186			47,372
	ASN 009		0,000	
4	<b>Prime variable (retrait et injection)</b>			0,227
5	<b>Prime variable (retrait et injection excédentaire)</b>			1,553
<b>Ratio de gaz de compression</b>				
6	Retrait et injection	0,60%		
7	Retrait et injection excédentaire	1,03%		
INTRAGAZ			\$/mois	
8	<b>Frais mensuel</b>		1 755 800	
<b>Ratios projetés de gaz de compression - Pointe du Lac</b>				
9	Retrait	3,50%		
10	Injection	0,20%		
<b>Ratios projetés de gaz de compression - Saint-Flavien</b>				
11	Retrait	0,00%		
12	Injection	0,00%		

**ANNEXE 4****ÉTABLISSEMENT DE LA DEMANDE CONTINUE EN JOURNÉE DE POINTE  
ET  
DES BESOINS D'APPROVISIONNEMENT POUR L'HIVER EXTRÊME**

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

- 3 • Le détail de la projection de la demande continue en journée de pointe pour la  
4 Cause tarifaire 2026-2027;
- 5 • L'évolution de la demande continue en journée de pointe entre la  
6 Cause tarifaire 2025-2026 et la Cause tarifaire 2026-2027;
- 7 • Le détail des calculs des facteurs d'ajustement appliqués sur les résultats de la  
8 régression pour refléter l'année témoin selon l'année de référence ainsi que pour les  
9 trois années précédant l'année témoin. Il est à noter qu'une modification a été appliquée  
10 au calcul des facteurs d'ajustement pour redresser la demande des clients biénergie  
11 électricité-gaz naturel;
- 12 • La projection de volume pour une journée comportant 39 degrés-jour (DJ), 37 DJ pour  
13 le jour précédent et un vent moyen de 15 km/h sur la base des paramètres de la  
14 régression utilisée dans le calcul de la journée de pointe.

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

- 17 • Le détail de l'établissement du débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême pour la  
18 Cause tarifaire 2026-2027; et
- 19 • L'évolution des besoins en hiver extrême entre la Cause tarifaire 2025-2026 et la  
20 Cause tarifaire 2026-2027.

## 1 ÉTABLISSEMENT DE LA JOURNÉE DE POINTE

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

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

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

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

11 Comme expliqué à la section 3.1.1 de la pièce Énergir-H, Document 3, la demande en journée  
12 de pointe inclut des volumes pour couvrir les retraits interdits des clients au tarif D<sub>5</sub>.

#### 1.1.1 Demande de la journée de pointe pour l'année 2026-2027 des clients au service continu visés par la régression

13 Les étapes sont les suivantes :

- 14 a) Établissement des paramètres de la régression linéaire : une régression linéaire  
15 est appliquée à la demande quotidienne réelle observée durant la période de  
16 l'hiver de la dernière année financière disponible (du 1<sup>er</sup> novembre 2024 au  
17 31 mars 2025) pour les clients au service continu, excluant les clients en  
18 combinaison tarifaire et les clients aux paliers 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en  
19 combinaison tarifaire;
- 20 b) Établissement de la journée de pointe la plus froide au cours des 30 dernières  
21 années : les paramètres  $D_{Jt}$ ,  $D_{Jt-1}$  et  $D_{Jt} \times v_t$  de la régression linéaire, établis au  
22 point a), sont appliqués aux différentes combinaisons des variables climatiques  
23 réchauffées pour chaque journée des 30 dernières années. La combinaison  $D_{Jt}$ ,

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

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

7 d) Évaluation de la demande de la journée de pointe de l'année 2026-2027, pour les  
8 clients visés par la régression : un facteur d'ajustement est appliqué au calcul  
9 effectué au point c) pour refléter la demande prévue à la  
10 Cause tarifaire 2026-2027. Cet ajustement est évalué en comparant la demande  
11 des mois d'hiver prévue à la cause tarifaire, avec la demande découlant de  
12 l'application de la régression linéaire aux variables climatiques normales de la  
13 cause tarifaire.

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

14 Les étapes sont les suivantes :

15 a) La somme des volumes souscrits des clients en combinaison tarifaire est  
16 considérée;

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

20 Le tableau 1 ci-dessous présente l'évaluation de la demande continue pour les cinq  
21 journées historiquement les plus froides depuis 30 ans en fonction des paramètres de la  
22 journée de pointe. La journée du 15 janvier 2004 est identifiée comme étant la journée de  
23 pointe historique des 30 dernières années, avec un volume projeté de  $37\,451\,10^3\text{m}^3$ .

Tableau 1

**Volume projeté des cinq 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				
		2004-01-15	2023-02-03	1994-01-15	2014-01-02	1995-02-06
Base ( $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ )	14 046,26					
DJ <sub>t</sub> ( $10^3\text{m}^3/\text{DJ}$ )	406,50	36,48	40,65	39,67	36,93	36,06
DJ <sub>t-1</sub> ( $10^3\text{m}^3/\text{DJ}$ )	123,66	39,04	23,25	27,50	35,57	34,01
DJ <sub>t</sub> x V <sub>i</sub> ( $10^3\text{m}^3/\text{DJ} \times \text{km}/\text{h}$ )	3,26	1 149,86	1 115,76	1 015,79	878,79	892,72
<b>Volume projeté</b> ( $10^3\text{m}^3$ )		37 456	37 088	36 889	36 324	35 824

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 2025-2026 ET LA CAUSE TARIFAIRE 2026-2027

- 1 Le tableau 2 présente le calcul détaillé de la demande continue en journée de pointe ainsi que
- 2 l'évolution de celle-ci entre la Cause tarifaire 2025-2026 et la Cause tarifaire 2026-2027.
- 3 L'explication des écarts entre la projection de la demande continue en journée de pointe de la
- 4 Cause tarifaire 2025-2026 et celle de la Cause tarifaire 2026-2027 est également présentée.
- 5 Comme le paramètre « mois » n'est plus utilisé, et comme mentionné lors de la
- 6 Cause tarifaire 2019-2020<sup>1</sup>, l'information pour la journée de pointe est présentée pour l'ensemble
- 7 de l'hiver plutôt que par mois.

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

**Tableau 2**  
**Évolution de la demande projetée en journée de pointe**  
**pour la CT 2026-2027**

POUR LA CAUSE TARIFAIRE 2026-2027

1 - Cause 2025-2026		Décembre à Mars	Commentaires
<b>Demande normale projetée (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	2 162 553	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	330 767	
3	Clients 4.9 et 4.10	195 035	
4	Client biogaz en réseau dédié	2 295	
5	Autres	10 152	
			Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
6	Année de régression	2023-2024	Année utilisée à la Cause 2025-2026
7	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)		
8	Base	8 729	
9	DJt	415	
10	DJt-1	89	
11	DJtxDVt	3	
12	Paramètres journée de pointe		
13	DJt	40,65	Paramètres utilisés à la Cause 2025-2026 réchauffés
14	DJt-1	23,25	
15	DJtxDVt	1 115,76	
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
16	Pointe selon formule de régression	30 745	
17	Ajustement pour la demande 2025-2026	0,999	
18	Pointe clients continus purs et Autres	30 717	
19	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 637	
20	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
21	Client biogaz en réseau dédié	0	
22	Journée de pointe = maximum	<b>36 275</b>	
<b>2 - Cause 2025-2026 - Changement de l'année de référence pour la régression</b>			
23	Année de régression	2024-2025	Année utilisée à la Cause 2026-2027
24	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)		
25	Base	8 866	
26	DJt	396	
27	DJt-1	120	
28	DJtxDVt	3	
29	Paramètres journée de pointe		
30	DJt	40,65	Paramètres utilisés à la Cause 2025-2026 réchauffés
31	DJt-1	23,25	
32	DJtxDVt	1 115,76	
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
33	Pointe selon formule de régression	31 309	
34	Ajustement pour la demande 2025-2026	0,999	
35	Pointe clients continus purs et Autres	31 280	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 637	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	0	
39	Journée de pointe = maximum	<b>36 838</b>	
40	<b>Variation de la pointe - Paramètres de la régression</b>	<b>563</b>	Impact des paramètres de la régression 2026-2027 (l.39 - l.22)

<b>3 - Cause 2025-2026 - Changement de l'année de référence pour les paramètres de la journée de pointe</b>			
41	Année de régression	2024-2025	Année utilisée à la Cause 2026-2027
42	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)		
43	Base	8 866	
44	DJt	396	
45	DJt-1	120	
46	DJtxDVt	3	
47	Paramètres journée de pointe		
48	DJt	36,48	Paramètres utilisés à la Cause 2026-2027 réchauffés
49	DJt-1	39,04	
50	DJtxDVt	1 149,86	
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
51	Pointe selon formule de régression	31 667	
52	Ajustement pour la demande 2025-2026	0,999	
53	Pointe clients continus purs et Autres	31 637	
54	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 637	
55	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
56	Client biogaz en réseau dédié	0	
57	Journée de pointe = maximum	<b>37 196</b>	
58	<b>Variation de la pointe - Paramètres de la journée de pointe</b>	<b>358</b>	Impact des paramètres de la journée de pointe 2026-2027 (1.57 - 1.39)
<b>4 - Cause Tarifaire 2026-2027</b>			
		Décembre à Mars	
<b>Demande normale projetée (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
59	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	2 281 631	
60	Clients continus en combinaison tarifaire	292 782	
61	Clients 4.9 et 4.10	195 035	
62	Client biogaz en réseau dédié	0	
63	Autres	10 449	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>			
64	Année de régression	2024-2025	Année utilisée à la Cause 2026-2027
65	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)		
66	Base	8 866	
67	DJt	396	
68	DJt-1	120	
69	DJtxDVt	3	
70	Paramètres journée de pointe		
71	DJt	36,48	Paramètres utilisés à la Cause 2026-2027 réchauffés
72	DJt-1	39,04	
73	DJtxDVt	1 149,86	
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
74	Pointe selon formule de régression	31 667	
75	Ajustement pour la demande 2026-2027	1,027	
76	Pointe clients continus purs et Autres	32 512	
77	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 022	
78	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
79	Client biogaz en réseau dédié	0	
80	Journée de pointe = maximum	<b>37 456</b>	
81	<b>Variation de la pointe - Demande 2026-2027</b>	<b>260</b>	Impact de la variation de la demande 2026-2027 (1.80 - 1.57)
82	<b>Sommaire des variations</b>		
83	Impact du changement de l'année de régression	563	ligne 40
84	Impact du changement des paramètres de la journée de pointe	358	ligne 58
85	Impact de la variation de la demande du service continu	260	ligne 81
86	<b>Variation totale de la pointe vs Cause Tarifaire 2025-2026</b>	<b>1 181</b>	

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

1 Le tableau ci-dessous présente le détail du calcul du facteur d'ajustement appliqué à la demande  
2 de pointe de la clientèle visée par la régression, selon l'année de référence de la régression  
3 utilisée pour la Cause tarifaire 2026-2027 et les quatre dernières années de référence.

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

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

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

	Années de référence de la régression				
	CT 2027 2024-2025	2023-2024	2022-2023	2021-2022	2020-2021
	Froide (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Chaude (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Chaude (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Froide (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Chaude (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )
<b>Calcul du facteur d'ajustement</b>					
Volume d'hiver projeté selon régression (A)	2 643 440	2 570 505	2 563 202	2 603 214	2 500 316
Volume d'hiver visé de l'année témoin (B)	2 713 987	2 568 096	2 582 213	2 642 469	2 667 068
Ajustement pour la demande (C = B/A)	1,0267	0,9910	1,0074	1,0151	1,0667
<b>Demande de pointe selon régression (D)</b>	<b>31 667</b>	<b>30 745</b>	<b>30 544</b>	<b>31 549</b>	<b>29 952</b>
<b>Demande de pointe année témoin (E = D * C)</b> (clients visés par la régression)	<b>32 512</b>	<b>30 717</b>	<b>30 770</b>	<b>32 025</b>	<b>31 950</b>
Écart (%)		5,84 %	-0,17 %	4,08 %	-0,23 %

#### 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 ( $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ )	14 046,26	s. o.	14 046
DJ <sub>t</sub> ( $10^3\text{m}^3/\text{DJ}$ )	406,50	39	15 853
DJ <sub>t-1</sub> ( $10^3\text{m}^3/\text{DJ}$ )	123,66	37	4 576
DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> ( $10^3\text{m}^3/\text{DJ} \times \text{km/h}$ )	3,26	585	1 910
<b>Volume projeté (<math>10^3\text{m}^3</math>)</b>			<b>36 385</b>

## 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;
- 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-jour et vent » de la régression linéaire  
11 obtenus pour l'établissement de la journée de pointe de la demande continue<sup>1</sup>;
- 12 • les combinaisons « degrés-jour 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.

---

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

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

Année	Volumes projetés (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )
2014-2015	1 622 784
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,  
 13 exceptionnellement pour la Cause tarifaire 2026-2027, l'établissement de la demande au  
 14 service continu pour l'hiver extrême inclut la demande des clients au service interruptible  
 15 estimés incapables de s'interrompre, conformément à l'établissement de la demande de  
 16 la journée 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 2014-2015<sup>2</sup>.

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  $3\,670\,10^6\text{m}^3$ .

### **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<sup>3</sup>.

17       Pour la Cause tarifaire 2026-2027, le débit quotidien requis pour répondre à la demande en hiver  
18       extrême est de  $36\,395\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ .

### **2.4 ÉVOLUTION DES BESOINS EN HIVER EXTRÊME ENTRE LA CAUSE TARIFAIRE 2025-2026 ET LA CAUSE TARIFAIRE 2026-2027**

19       Le tableau 6 présente et explique la variation des besoins en hiver extrême entre la  
20       Cause tarifaire 2025-2026 et la Cause tarifaire 2026-2027.

---

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

<sup>3</sup> 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

<b>Données de l'hiver extrême</b>			
	<b>2025-2026</b>	<b>2026-2027</b>	
	Volume	Volume	Écart
	(1)	(2)	(3) = (2) - (1)
1 Année référence de l'hiver extrême	2014-2015	2014-2015	
<b>Demande totale avant interruption (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
2 Continue	3 431	3 533	103
3 Interruptible volet A	97	83	-13
4 Interruptible volet B	64	53	-11
5 Total	3 591	3 670	79
<b>Demande moyenne (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>			
6 Continue	22 719	23 400	682
7 Interruptible volet A	640	553	-88
8 Interruptible volet B	424	352	-72
9 Total	23 783	24 305	522
<b>10 Demande maximale (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>			
11 Continue	31 371	31 514	143
12 Interruptible volet A	1 026	905	-121
13 Interruptible volet B	689	553	-136
14 Total	33 086	32 972	-113
15 Besoins d'approvisionnement (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	34 401	36 395	1 994

## DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER - ANNÉE 2026-2027

	oct-26 (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> ) (1)	nov-26 (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> ) (2)	déc-26 (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> ) (3)	janv-27 (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> ) (4)	févr-27 (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> ) (5)	mars-27 (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> ) (6)	avr-27 (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> ) (7)	mai-27 (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> ) (8)	juin-27 (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> ) (9)	juil-27 (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> ) (10)	août-27 (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> ) (11)	sept-27 (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> ) (12)	Hiver (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> ) (13)	Été (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> ) (14)	Total (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> ) (15)	
<b>DEMANDE</b>																
1	Tarif D <sub>1</sub>	154	280	409	471	417	364	225	118	79	70	74	84	1 942	805	2 748
2	Tarif D <sub>3</sub>	21	22	23	23	22	22	24	20	18	20	19	19	113	141	254
3	Tarif D <sub>4</sub>	221	235	252	262	239	253	231	212	197	205	212	201	1 242	1 480	2 721
4	Total Continue	396	538	685	757	677	640	481	350	294	296	305	305	3 297	2 427	5 723
5	Interruptible	13	18	27	31	28	28	15	10	8	7	9	8	131	70	201
6	Client biogaz en réseau dédié	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Gaz d'appoint concurrence	22	0	0	0	0	0	22	24	26	27	26	28	0	175	175
8	<b>Sous-total Demande</b>	<b>431</b>	<b>555</b>	<b>712</b>	<b>788</b>	<b>706</b>	<b>667</b>	<b>518</b>	<b>384</b>	<b>328</b>	<b>331</b>	<b>340</b>	<b>340</b>	<b>3 428</b>	<b>2 672</b>	<b>6 099</b>
9	Gaz de la compagnie et autres comp.	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	2	1	4
10	Gaz perdu	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	10	8	18
11	Compression - transport	10	11	16	17	17	15	13	9	8	8	8	8	76	65	141
12	Compression - entreposage	0	0	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	3	3	6
13	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	<b>Sous-total avant injections</b>	<b>442</b>	<b>569</b>	<b>731</b>	<b>809</b>	<b>725</b>	<b>685</b>	<b>534</b>	<b>395</b>	<b>338</b>	<b>341</b>	<b>350</b>	<b>350</b>	<b>3 519</b>	<b>2 749</b>	<b>6 268</b>
<b>INVENTAIRES injections</b>																
15	Entreposage souterrain à Dawn	0	0	0	0	0	0	6	51	33	48	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	1	3	15	0	0	0	0	0	0	0	19	4	23
18	Saint-Flavien	0	13	6	0	0	0	0	0	26	24	22	18	19	90	109
19	Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	<b>Sous-total injections et échanges</b>	<b>9</b>	<b>16</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>15</b>	<b>0</b>	<b>6</b>	<b>51</b>	<b>59</b>	<b>72</b>	<b>91</b>	<b>74</b>	<b>41</b>	<b>362</b>	<b>403</b>
21	<b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>451</b>	<b>585</b>	<b>737</b>	<b>812</b>	<b>741</b>	<b>685</b>	<b>540</b>	<b>446</b>	<b>397</b>	<b>413</b>	<b>441</b>	<b>424</b>	<b>3 560</b>	<b>3 111</b>	<b>6 671</b>
<b>APPROVISIONNEMENT</b>																
22	FTLH Emp - Energir - avant vente	70	67	70	70	63	70	67	70	67	70	70	67	339	480	819
23	Transport par échange Emp - Energir	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Transport fourni par les clients	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	<b>Sous-total Transports</b>	<b>73</b>	<b>71</b>	<b>73</b>	<b>74</b>	<b>66</b>	<b>73</b>	<b>71</b>	<b>73</b>	<b>71</b>	<b>73</b>	<b>73</b>	<b>71</b>	<b>358</b>	<b>503</b>	<b>861</b>
29	Achats dans le territoire	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	25	36	62
30	Achats à Iroquois (GR)	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	4	0	4
31	Achats à Empress (GR)	3	3	4	4	3	3	4	4	3	3	4	3	17	25	42
32	Achats à Dawn (GR)	27	197	267	292	291	257	129	34	0	3	31	25	1 304	249	1 553
33	Livraisons à Dawn (AD)	322	291	301	301	272	301	313	325	317	328	327	319	1 464	2 251	3 715
34	Biogaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	<b>Sous-total réceptions, achats &amp; livraisons</b>	<b>358</b>	<b>496</b>	<b>577</b>	<b>603</b>	<b>573</b>	<b>566</b>	<b>450</b>	<b>368</b>	<b>325</b>	<b>339</b>	<b>367</b>	<b>352</b>	<b>2 816</b>	<b>2 560</b>	<b>5 376</b>
<b>INVENTAIRES retraits</b>																
37	Entreposage souterrain à Dawn	15	16	74	84	63	9	0	0	0	0	0	0	246	15	260
38	LSR (daQ)	1	1	1	3	2	1	1	1	1	1	1	1	8	7	15
39	Pointe-du-Lac	0	0	3	15	6	2	0	0	0	0	0	0	26	0	26
40	Saint-Flavien	4	0	10	27	24	33	18	4	0	0	0	0	94	26	120
41	Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	<b>Sous-total retraits et échanges</b>	<b>20</b>	<b>17</b>	<b>87</b>	<b>128</b>	<b>96</b>	<b>45</b>	<b>19</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>374</b>	<b>48</b>	<b>421</b>
43	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>451</b>	<b>585</b>	<b>737</b>	<b>806</b>	<b>735</b>	<b>685</b>	<b>540</b>	<b>446</b>	<b>397</b>	<b>413</b>	<b>441</b>	<b>424</b>	<b>3 547</b>	<b>3 111</b>	<b>6 658</b>
44	<b>INTERRUPTIONS BRUTES</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-6</b>	<b>-6</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-12</b>	<b>0</b>	<b>-12</b>

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2027-2030**

	2027			2028			2029			2030		
	Hiver (1)	Été (2)	Total (3)	Hiver (4)	Été (5)	Total (6)	Hiver (7)	Été (8)	Total (9)	Hiver (10)	Été (11)	Total (12)
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>												
1 Continue	3 297	2 427	5 723	3 290	2 418	5 708	3 285	2 430	5 715	3 243	2 400	5 643
2 Interruptible	131	70	201	131	68	200	130	69	199	123	65	188
3 Gaz d'appoint	0	175	175	0	167	167	0	150	150	0	158	158
4 Client biogaz en réseau dédié	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5 <b>Sous-total</b>	<b>3 428</b>	<b>2 672</b>	<b>6 099</b>	<b>3 421</b>	<b>2 654</b>	<b>6 075</b>	<b>3 415</b>	<b>2 650</b>	<b>6 065</b>	<b>3 366</b>	<b>2 622</b>	<b>5 988</b>
6 Interruptions	-12	0	-12	-3	0	-3	-2	0	-2	-4	0	-4
7 Gaz perdu et usage de la compagnie	13	9	22	13	9	22	12	9	22	12	9	21
8 Compression (transport et entreposage)	79	68	147	76	68	144	75	65	141	73	64	136
9 Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10 <b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>3 507</b>	<b>2 749</b>	<b>6 256</b>	<b>3 507</b>	<b>2 731</b>	<b>6 238</b>	<b>3 500</b>	<b>2 725</b>	<b>6 225</b>	<b>3 447</b>	<b>2 695</b>	<b>6 142</b>
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>												
11 Transport												
12 FTLH / NBJ (primaire et secondaire)	339	480	819	341	480	821	339	480	819	339	480	819
13 Transport par échange (Emp-Energir)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14 Transport fourni par les clients	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 <b>Transport Emp-Energir</b>	<b>358</b>	<b>503</b>	<b>861</b>	<b>360</b>	<b>503</b>	<b>863</b>	<b>358</b>	<b>503</b>	<b>861</b>	<b>358</b>	<b>503</b>	<b>861</b>
18 Achats dans le territoire	25	36	62	26	37	64	28	39	67	42	59	101
19 Achats à Iroquois	4	0	4									
20 Achat à Empress pour compression	17	25	42	17	25	42	17	25	42	17	25	42
21 Achats à Dawn (GR)	1 304	249	1 553	1 324	255	1 579	1 394	-96	1 298	1 517	-27	1 491
22 Livraisons à Dawn (AD)	1 464	2 251	3 715	1 468	2 235	3 703	1 456	2 214	3 670	1 438	2 196	3 634
23 Biogaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24 Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25 Retraits - injections	333	-314	19	311	-323	-12	247	39	287	74	-62	13
26 <b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>3 507</b>	<b>2 749</b>	<b>6 256</b>	<b>3 507</b>	<b>2 731</b>	<b>6 238</b>	<b>3 500</b>	<b>2 725</b>	<b>6 225</b>	<b>3 447</b>	<b>2 695</b>	<b>6 142</b>
<b>ENTREPOSAGE (capacité)</b>												
		(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
27 LSR (daQ)		2,0	53,6		2,0	53,6		2,0	53,6		2,0	53,6
28 Pointe-du-Lac		1,4	37,6		1,4	37,6		1,4	37,6		1,4	37,6
29 Saint-Flavien		4,6	121,9		4,6	121,9		4,6	121,9		4,6	121,9
30 Entreposage souterrain à Dawn		11,4	301,6		11,4	301,6		11,4	301,6		11,4	301,6
31 <b>TOTAL</b>		<b>19,5</b>	<b>514,7</b>		<b>19,5</b>	<b>514,7</b>		<b>19,5</b>	<b>514,7</b>		<b>19,5</b>	<b>514,7</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</b>												
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
32 <b>Journée de pointe - continue</b>	<b>1 419</b>	<b>37 451</b>	<b>1 416</b>	<b>37 371</b>	<b>1 442</b>	<b>38 058</b>	<b>1 432</b>	<b>37 794</b>				
33 <b>Besoins hiver extrême</b>	<b>1 398</b>	<b>36 896</b>	<b>1 377</b>	<b>36 342</b>	<b>1 399</b>	<b>36 923</b>	<b>1 392</b>	<b>36 738</b>				
34 <b>Maximum</b>	<b>1 419</b>	<b>37 451</b>	<b>1 416</b>	<b>37 371</b>	<b>1 442</b>	<b>38 058</b>	<b>1 432</b>	<b>37 794</b>				
<b>Approvisionnements</b>												
35 FTLH / NBJ (primaire et secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243				
36 Transport par échange (EMP - Energir)	0	0	0	0	0	0	0	0				
37 Achats dans le territoire - GNR	3	74	3	82	6	155	6	162				
38 Transport clients et biogaz	5	128	5	128	5	128	5	128				
39 FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83	2 192				
40 Transport par échange (Dawn - EDA)	27	711	0	0	0	0	0	0				
41 FTSH (Parkway - Energir)	522	13 777	522	13 777	522	13 777	522	13 777				
42 STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705				
43 Pointe-du-Lac	76	2 000	91	2 396	91	2 396	91	2 396				
44 Saint-Flavien	91	2 400	91	2 400	91	2 400	91	2 400				
45 Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0				
46 LSR (vaporisation)	228	6 017	228	6 017	228	6 017	228	6 017				
47 Service de pointe*	20	528	0	0	0	0	0	0				
48 Interruption de liquéfaction GM GNL	15	400	15	400	15	400	15	400				
49 <b>Sous-total approvisionnements</b>	<b>1 371</b>	<b>36 175</b>	<b>1 339</b>	<b>35 341</b>	<b>1 342</b>	<b>35 414</b>	<b>1 342</b>	<b>35 421</b>				
50 <b>Impact de la refonte du service interruptible</b>	<b>11</b>	<b>282</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>				
51 <b>TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)</b>	<b>1 381</b>	<b>36 458</b>	<b>1 339</b>	<b>35 341</b>	<b>1 342</b>	<b>35 414</b>	<b>1 342</b>	<b>35 421</b>				
52 <b>Provision additionnelle avant achat / (vente)</b>	<b>-38</b>	<b>282</b>	<b>-77</b>	<b>-2 031</b>	<b>-100</b>	<b>-2 644</b>	<b>-90</b>	<b>-2 373</b>				
53 % du total approvisionnements avant achat / (vente) (l.50/l.47)	-2,7%	0,8%	-5,7%	-5,7%	-7,5%	-7,5%	-6,7%	0				
54 <b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>38</b>	<b>993</b>	<b>77</b>	<b>2 031</b>	<b>100</b>	<b>2 644</b>	<b>90</b>	<b>2 373</b>				
55 <b>TOTAL approvisionnements après achat / (vente)</b>	<b>1 419</b>	<b>37 451</b>	<b>1 416</b>	<b>37 371</b>	<b>1 442</b>	<b>38 058</b>	<b>1 432</b>	<b>37 794</b>				
56 <b>Provision additionnelle après achat / (vente)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>				
57 % du total approvisionnements après achat / (vente) (l.54/l.53)		0,0%		0,0%		0,0%		0%				

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

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2027-2030**  
**IMPACT POTENTIEL DE TEMPÉRATURE**

	2027 (1)		2028 (2)		2029 (3)		2030 (4)	
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>								
1	Continue		[ 5 562 ; 5 927 ]		[ 5 553 ; 5 919 ]		[ 5 555 ; 5 740 ]	
2	Interruptible		[ 197 ; 206 ]		[ 196 ; 205 ]		[ 195 ; 383 ]	
3	Gaz d'appoint		175		175		175	
4	Client biogaz en réseau dédié		0		0		0	
5	<b>Sous-total</b>		[ 5 934 ; 6 308 ]		[ 5 917 ; 6 292 ]		[ 5 901 ; 6 273 ]	
6	Interruptions		[ -6 ; -28 ]		[ -1 ; -15 ]		[ -1 ; -8 ]	
7	Gaz perdu et usage de la compagnie		[ 21 ; 22 ]		[ 21 ; 22 ]		[ 21 ; 22 ]	
8	Compression (transport et entreposage)		[ 143 ; 151 ]		[ 140 ; 149 ]		[ 133 ; 141 ]	
9	Écart de mesurage		0		0		0	
10	<b>TOTAL DEMANDE</b>		<b>[ 6 093 ; 6 454 ]</b>		<b>[ 6 076 ; 6 449 ]</b>		<b>[ 6 058 ; 6 434 ]</b>	
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>								
11	Transport							
12	FTLH / NBJ (primaire et secondaire)		819		821		819	
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	<b>Transport Emp-Energir</b>		<b>861</b>		<b>863</b>		<b>861</b>	
18	Achats dans le territoire		62		64		101	
19	Achat à Empress pour compression		42		42		42	
20	Achats à Dawn (GR)		[ 1 402 ; 1 726 ]		[ 1 418 ; 1 773 ]		[ 1 131 ; 1 495 ]	
21	Livraisons à Dawn (AD)		3 715		3 703		3 670	
22	Achats Iroquois (GR)		4		0		0	
23	Biogaz		0		0		0	
24	Écart de mesurage		0		0		0	
25	Retraits - injections		[ 12 ; 49 ]		[ -13 ; 4 ]		[ 287 ; 299 ]	
26	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>		<b>[ 6 093 ; 6 454 ]</b>		<b>[ 6 076 ; 6 449 ]</b>		<b>[ 6 058 ; 6 434 ]</b>	
<b>ENTREPOSAGE (capacité)</b>								
	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
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
31	<b>19,5</b>	<b>514,7</b>	<b>19,5</b>	<b>514,7</b>	<b>19,5</b>	<b>514,7</b>	<b>19,5</b>	<b>514,7</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</b>								
	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)
32	<b>1 419</b>	<b>37 451</b>	<b>1 416</b>	<b>37 371</b>	<b>1 442</b>	<b>38 058</b>	<b>1 432</b>	<b>37 794</b>
33	<b>1 398</b>	<b>36 896</b>	<b>1 377</b>	<b>36 342</b>	<b>1 399</b>	<b>36 923</b>	<b>1 392</b>	<b>36 738</b>
34	<b>1 419</b>	<b>37 451</b>	<b>1 416</b>	<b>37 371</b>	<b>1 442</b>	<b>38 058</b>	<b>1 432</b>	<b>37 794</b>
<b>Approvisionnement</b>								
35	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243
36	0	0	0	0	0	0	0	0
37	3	74	3	82	6	155	6	162
38	5	128	5	128	5	128	5	128
39	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83	2 192
40	27	711	0	0	0	0	0	0
41	522	13 777	522	13 777	522	13 777	522	13 777
42	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
43	76	2 000	91	2 396	91	2 396	91	2 396
44	91	2 400	91	2 400	91	2 400	91	2 400
45	0	0	0	0	0	0	0	0
46	228	6 017	228	6 017	228	6 017	228	6 017
47	20	528	0	0	0	0	0	0
48	15	400	15	400	15	400	15	400
49	<b>1 371</b>	<b>36 175</b>	<b>1 339</b>	<b>35 341</b>	<b>1 342</b>	<b>35 414</b>	<b>1 342</b>	<b>35 421</b>
50	<b>11</b>	<b>282</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
51	<b>1 381</b>	<b>36 458</b>	<b>1 339</b>	<b>35 341</b>	<b>1 342</b>	<b>35 414</b>	<b>1 342</b>	<b>35 421</b>
52	<b>-38</b>	<b>282</b>	<b>-77</b>	<b>-2 031</b>	<b>-100</b>	<b>-2 644</b>	<b>-90</b>	<b>-2 373</b>
53	<b>-2,7%</b>	<b>0,8%</b>	<b>-5,7%</b>	<b>-5,7%</b>	<b>-7,5%</b>	<b>-7,5%</b>	<b>-6,7%</b>	<b>-6,7%</b>
54	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>77</b>	<b>2 031</b>	<b>100</b>	<b>2 644</b>	<b>90</b>	<b>2 373</b>
55	<b>1 419</b>	<b>37 451</b>	<b>1 416</b>	<b>37 371</b>	<b>1 442</b>	<b>38 058</b>	<b>1 432</b>	<b>37 794</b>
56	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
57	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>

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

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2027-2030**  
**SCÉNARIO HAUT**

	2027 (1)		2028 (2)		2029 (3)		2030 (4)	
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>								
1 Continue	6 024		6 116		6 163		6 183	
2 Interruptible	254		250		250		241	
3 Gaz d'appoint	175		167		150		158	
4 Client biogaz en réseau dédié	0		0		0		0	
5 <b>Sous-total</b>	<b>6 453</b>		<b>6 534</b>		<b>6 564</b>		<b>6 581</b>	
6 Interruptions	-16		-4		-2		-5	
7 Gaz perdu et usage de la compagnie	23		23		23		23	
8 Compression (transport et entreposage)	154		154		151		149	
9 Écart de mesurage	0		0		0		0	
10 <b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>6 615</b>		<b>6 707</b>		<b>6 736</b>		<b>6 748</b>	
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>								
11 Transport								
12 FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	819		821		819		819	
13 Transport par échange (Emp-Energir)	0		0		0		0	
14 Transport fourni par les clients	42		42		42		42	
15 Transport gaz d'appoint	0		0		0		0	
16 FTLH non utilisé	0		0		0		0	
17 <b>Transport Emp-Energir</b>	<b>861</b>		<b>863</b>		<b>861</b>		<b>861</b>	
18 Achats dans le territoire	62		64		67		101	
19 Achat à Empress pour compression	42		42		42		42	
50 Achats à Dawn (GR)	1 913		1 991		1 732		1 965	
21 Livraisons à Dawn (AD)	3 715		3 759		3 748		3 765	
22 Achats à Iroquois (GR)	4		0		0		0	
23 Biogaz	0		0		0		0	
25 Écart de mesurage	0		0		0		0	
24 Retraits - injections	19		-13		286		13	
25 <b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>6 615</b>		<b>6 707</b>		<b>6 736</b>		<b>6 748</b>	
<b>ENTREPOSAGE (capacité)</b>	<b>(PJ)</b>	<b>(10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>	<b>(PJ)</b>	<b>(10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>	<b>(PJ)</b>	<b>(10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>	<b>(PJ)</b>	<b>(10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>
27 LSR (daQ)	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6
28 Pointe-du-Lac	1,4	37,6	1,4	37,6	1,4	37,6	1,4	37,6
29 Saint-Flavien	4,6	121,9	4,6	121,9	4,6	121,9	4,6	121,9
30 Entreposage souterrain à Dawn	11,4	301,6	11,4	301,6	11,4	301,6	11,4	301,6
31 <b>TOTAL</b>	<b>19,5</b>	<b>514,7</b>	<b>19,5</b>	<b>514,7</b>	<b>19,5</b>	<b>514,7</b>	<b>19,5</b>	<b>514,7</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</b>	<b>(TJ/j)</b>	<b>(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j)</b>	<b>(TJ/j)</b>	<b>(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j)</b>	<b>(TJ/j)</b>	<b>(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j)</b>	<b>(TJ/j)</b>	<b>(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j)</b>
32 <b>Journée de pointe - continue</b>	<b>1 480</b>	<b>39 062</b>	<b>1 500</b>	<b>39 588</b>	<b>1 544</b>	<b>40 740</b>	<b>1 551</b>	<b>40 939</b>
33 <b>Besoins hiver extrême</b>	<b>1 459</b>	<b>38 508</b>	<b>1 461</b>	<b>38 559</b>	<b>1 501</b>	<b>39 605</b>	<b>1 511</b>	<b>39 883</b>
34 <b>Maximum</b>	<b>1 480</b>	<b>39 062</b>	<b>1 500</b>	<b>39 588</b>	<b>1 544</b>	<b>40 740</b>	<b>1 551</b>	<b>40 939</b>
<b>Approvisionnements</b>								
35 FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243
36 Transport par échange (EMP - Energir)	0	0	0	0	0	0	0	0
37 Achats dans le territoire - GNR	3	74	3	82	6	155	6	162
38 Transport clients & biogaz	5	128	5	128	5	128	5	128
39 FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83	2 192
40 Transport par échange (Dawn - EDA)	27	711	0	0	0	0	0	0
41 FTSH (Parkway - Energir)	522	13 777	522	13 777	522	13 777	522	13 777
42 STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
43 Pointe-du-Lac	76	2 000	91	2 396	91	2 396	91	2 396
44 Saint-Flavien	91	2 400	91	2 400	91	2 400	91	2 400
45 Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
46 LSR (vaporisation)	228	6 017	228	6 017	228	6 017	228	6 017
47 Service de pointe	20	528	0	0	0	0	0	0
48 Interruption de liquéfaction GM GNL	15	400	15	400	15	400	15	400
49 <b>Sous-total approvisionnements</b>	<b>1 371</b>	<b>36 175</b>	<b>1 339</b>	<b>35 341</b>	<b>1 342</b>	<b>35 414</b>	<b>1 342</b>	<b>35 421</b>
50 <b>Impact de la refonte du service interruptible</b>	<b>11</b>	<b>282</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
51 <b>TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)</b>	<b>1 381</b>	<b>36 458</b>	<b>1 339</b>	<b>35 341</b>	<b>1 342</b>	<b>35 414</b>	<b>1 342</b>	<b>35 421</b>
52 <b>Provision additionnelle avant achat / (vente)</b>	<b>-99</b>	<b>-2 605</b>	<b>-161</b>	<b>-4 247</b>	<b>-202</b>	<b>-5 326</b>	<b>-209</b>	<b>-5 518</b>
53 <b>% du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.50/ 1.47)</b>	<b>-6,7%</b>	<b>-6,7%</b>	<b>-10,7%</b>	<b>-10,7%</b>	<b>-13,1%</b>	<b>-13,1%</b>	<b>-13,5%</b>	<b>-13,5%</b>
54 <b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>99</b>	<b>2 605</b>	<b>161</b>	<b>4 247</b>	<b>202</b>	<b>5 326</b>	<b>209</b>	<b>5 518</b>
55 <b>TOTAL approvisionnements après achat / (vente)</b>	<b>1 480</b>	<b>39 062</b>	<b>1 500</b>	<b>39 588</b>	<b>1 544</b>	<b>40 740</b>	<b>1 551</b>	<b>40 939</b>
56 <b>Provision additionnelle après achat / (vente)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
57 <b>% du total approvisionnements après achat / (vente) (1.54/ 1.53)</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2027-2030**  
**SCÉNARIO Bas**

	2027 (1)		2028 (2)		2029 (3)		2030 (4)	
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>								
1 Continue	5 219		4 962		4 821		4 609	
2 Interruptible	122		121		117		110	
3 Gaz d'appoint	175		167		150		158	
4 Client biogaz en réseau dédié	0		0		0		0	
5 <b>Sous-total</b>	<b>5 517</b>		<b>5 250</b>		<b>5 089</b>		<b>4 876</b>	
6 Interruptions	-4		0		0		0	
7 Gaz perdu et usage de la compagnie	20		19		18		17	
8 Compression (transport et entreposage)	135		127		120		113	
9 Écart de mesurage	0		0		0		0	
10 <b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>5 668</b>		<b>5 396</b>		<b>5 227</b>		<b>5 006</b>	
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>								
11 Transport								
12 FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	819		821		819		819	
13 Transport par échange (Emp-Energir)	0		0		0		0	
14 Transport fourni par les clients	42		42		42		42	
15 Transport gaz d'appoint	0		0		0		0	
16 FTLH non utilisé	0		0		0		0	
17 <b>Transport Emp-Energir</b>	<b>861</b>		<b>863</b>		<b>861</b>		<b>861</b>	
18 Achats dans le territoire	62		64		67		101	
19 Achat à Empress pour compression	42		42		42		42	
20 Achats à Dawn (GR)	973		891		548		698	
21 Livraisons à Dawn (AD)	3 715		3 550		3 423		3 298	
22 Achats à Iroquois (GR)	4		0		0		0	
23 Biogaz	0		0		0		0	
24 Écart de mesurage	0		0		0		0	
24 Retraits - injections	14		-15		286		5	
25 <b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>5 670</b>		<b>5 396</b>		<b>5 227</b>		<b>5 006</b>	
<b>ENTREPOSAGE (capacité)</b>	<b>(PJ)</b>	<b>(10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>	<b>(PJ)</b>	<b>(10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>	<b>(PJ)</b>	<b>(10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>	<b>(PJ)</b>	<b>(10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>
26 LSR (daQ)	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6
27 Pointe-du-Lac	1,4	37,6	1,4	37,6	1,4	37,6	1,4	37,6
28 Saint-Flavien	4,6	121,9	4,6	121,9	4,6	121,9	4,6	121,9
29 Entreposage souterrain à Dawn	11,4	301,6	11,4	301,6	11,4	301,6	11,4	301,6
30 <b>TOTAL</b>	<b>19,5</b>	<b>514,7</b>	<b>19,5</b>	<b>514,7</b>	<b>19,5</b>	<b>514,7</b>	<b>19,5</b>	<b>514,7</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</b>	<b>(TJ/j)</b>	<b>(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j)</b>	<b>(TJ/j)</b>	<b>(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j)</b>	<b>(TJ/j)</b>	<b>(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j)</b>	<b>(TJ/j)</b>	<b>(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j)</b>
31 <b>Journée de pointe - continue</b>	<b>1 347</b>	<b>35 550</b>	<b>1 305</b>	<b>34 442</b>	<b>1 306</b>	<b>34 468</b>	<b>1 274</b>	<b>33 624</b>
32 <b>Besoins hiver extrême</b>	<b>1 326</b>	<b>34 996</b>	<b>1 266</b>	<b>33 413</b>	<b>1 263</b>	<b>33 333</b>	<b>1 234</b>	<b>32 568</b>
33 <b>Maximum</b>	<b>1 347</b>	<b>35 550</b>	<b>1 305</b>	<b>34 442</b>	<b>1 306</b>	<b>34 468</b>	<b>1 274</b>	<b>33 624</b>
<b>Approvisionnement</b>								
34 FTLH / NBJ (primaire & 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	74	3	82	6	155	6	162
37 Transport clients & 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)	27	711	0	0	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	91	2 396	91	2 396	91	2 396
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)	228	6 017	228	6 017	228	6 017	228	6 017
46 Service de pointe	20	528	0	0	0	0	0	0
47 Interruption de liquéfaction GM GNL	15	400	15	400	15	400	15	400
48 <b>Sous-total approvisionnements</b>	<b>1 371</b>	<b>36 175</b>	<b>1 339</b>	<b>35 341</b>	<b>1 342</b>	<b>35 414</b>	<b>1 342</b>	<b>35 421</b>
49 <b>Impact de la refonte du service interruptible</b>	<b>11</b>	<b>282</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
50 <b>TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)</b>	<b>1 381</b>	<b>36 458</b>	<b>1 339</b>	<b>35 341</b>	<b>1 342</b>	<b>35 414</b>	<b>1 342</b>	<b>35 421</b>
51 <b>Provision additionnelle avant achat / (vente)</b>	<b>34</b>	<b>907</b>	<b>34</b>	<b>899</b>	<b>36</b>	<b>945</b>	<b>68</b>	<b>1 797</b>
52 % du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.50/ 1.47)	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,7%	2,7%	5,3%	5,3%
53 <b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>-34</b>	<b>-907</b>	<b>-34</b>	<b>-899</b>	<b>-36</b>	<b>-945</b>	<b>-68</b>	<b>-1 797</b>
54 <b>TOTAL approvisionnements après achat / (vente)</b>	<b>1 347</b>	<b>35 550</b>	<b>1 305</b>	<b>34 442</b>	<b>1 306</b>	<b>34 468</b>	<b>1 274</b>	<b>33 624</b>
55 <b>Provision additionnelle après achat / (vente)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
56 % du total approvisionnements après achat / (vente) (1.54/ 1.53)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Coût de la stratégie de diversification

	Année	AECO	NYMEX	NGX	Coût total de diversification
1	2015	(1 187)	(1 162)	229	(2 120)
2	2016		8 752	(142)	8 610
3	2017		6 790	27	6 817
4	2018		2 339	37	2 376
5	2019		12 355	4	12 359
6	2020		12 020	255	12 275
7	2021		(154)	756	602
8	2022		13 548	668	14 216
9	2023		15 828	1 119	16 947
10	2024		(2 094)	507	(1 587)
11	2025		(1 510)	250	(1 261)

**Annexe 11 : Procédure *Term-up* et mise en contexte**

1 En juillet 2025, TCPL lançait un appel d'offres pour de la nouvelle capacité de transport  
2 (*New Capacity Open Season*) sur le réseau de transport principal, pour une mise en service au  
3 1<sup>er</sup> novembre 2028. En vertu des règles établies dans le cadre de l'Entente 2013-2030 (expliquée  
4 plus bas), tous les appels d'offres résultant en la nécessité de construire des infrastructures de  
5 plus de 20 M\$ engendrent une procédure de prolongation des termes des contrats existants  
6 (*Term-up*) sur les tronçons visés.

7 Le 31 octobre 2013, au terme d'une audience s'étant déroulée sur plusieurs mois devant la  
8 Commission de l'Office national de l'énergie (ONÉ)<sup>13</sup> et d'une décision rendue en mars de la  
9 même année<sup>14</sup>, TCPL d'une part, et Énergir, Union Gas Limited et de Enbridge Gas Distribution  
10 Inc.<sup>15</sup> d'autre part, ont conclu une entente (l'Entente) eu égard notamment à la construction de  
11 nouvelles infrastructures de transport de gaz naturel afin de permettre le déplacement à Dawn et  
12 les tarifs applicables pour la période de 2015-2020. L'Entente fut éventuellement approuvée par  
13 la Commission de l'ONÉ le 28 novembre 2014<sup>16</sup>.

14 L'Entente prévoit notamment la possibilité pour TCPL d'exiger des clients sur son réseau qu'ils  
15 prolongent leur contrat de transport advenant la nécessité de construire de nouvelles  
16 infrastructures d'un coût supérieur à 20 M\$. Cette prolongation est obligatoire pour tous les  
17 contrats ayant un impact sur les nouvelles infrastructures requises et dont la date d'expiration est  
18 de moins de cinq ans suivant la mise en service de ces dernières. À défaut d'effectuer une telle  
19 prolongation, l'Entente prévoit que le client perd le droit de renouvellement de son contrat de  
20 transport et que celui-ci expire à son terme prévu. Cette procédure de TCPL est aussi connue  
21 sous le nom de *Term-up*.

---

<sup>13</sup> Aujourd'hui nommée la Régie de l'énergie du Canada.

<sup>14</sup> Décision RH-003-2011.

<sup>15</sup> Union Gas Limited et Enbridge Gas Distribution ont fusionné et sont devenus Enbridge Inc.

<sup>16</sup> Lettre de décision RH-001-2014 avec motifs à suivre.



TransCanada PipeLines Limited

March 3, 2026

Energir, L.P.  
1717, rue du Havre  
Montreal, Quebec  
H2K 2X3

**tel** 403.920.5579  
**fax** 403.920.2303  
**email** [taylor\\_kimmett@tcenergy.com](mailto:taylor_kimmett@tcenergy.com)  
**web** [www.tcenergy.com](http://www.tcenergy.com)

Attention: Sylvain Tremblay

**Sent via email to:** [sylvain.tremblay@energir.com](mailto:sylvain.tremblay@energir.com)

**Re:** Term-up Notice

Pursuant to the service toll schedule, this notice ("Term-up Notice") is being provided to you because TransCanada ("TCPL") has determined that the contracts set out in the Term-up election form ("Term-up Election Form") attached to this email ("Contracts"), may impact the design of expansion facilities ("Expansion Facilities") required as a result of the New Capacity Open Seasons which concluded on August 14, 2025 ("NCOS"). The cost of these Expansion Facilities is anticipated to exceed \$20 million with an expected new service start date of November 1, 2028 ("New Service Start Date").

In order to maintain your renewal rights for each of the Contracts, you are required to extend the term for an additional period such that the new service termination date of the Contract shall be no less than five (5) years after the expected New Service Start Date ("Minimum Required Date"). If you do not elect to extend a Contract by at least the Minimum Required Date, you will no longer have renewal rights and that Contract will expire on the existing expiry date. If you wish to maintain your renewal rights, you must execute and return the attached Term-up Election Form to TCPL by May 4, 2026 which is 60 days from the date of this Term-up Notice.

Pursuant to the Term-up Election Form, you may elect to either:

1. Maintain the current end date so that the Contract will expire on the current end date with no further right of renewal;
2. Extend the current end date by the Minimum Required Date and maintain renewal rights; or
3. Extend the current end date past the Minimum Required Date and maintain renewal rights (note: extension beyond the Minimum Required Date must be in annual increments that end on the same day and month as the current Contract or on October 31).

This Term-Up Election Form must be completed and returned to TCPL on or before May 4, 2026. Any Contract for which a Term-up election is not made will automatically expire on the current end date with no further right of renewal.

For questions or concerns regarding your Contract(s) or the attached election form please contact [mainline\\_contracting@tcenergy.com](mailto:mainline_contracting@tcenergy.com) or:

**Kelsi Webb**  
Contracts Analyst  
Tel: 403.920.5582

**Mike McEwen**  
Contracts Analyst  
Tel: 587.933.0783

For any other matters, please contact your Mainline Marketing Representative.

Sincerely,

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'TK' with a stylized flourish.

Taylor Kimmitt  
**Manager – Contracts**  
Canadian Natural Gas Pipelines – Commercial Services

## **Term-up Election Form Instructions**

### [Term-up Election Form](#)

This is your Term-up Election Form that includes all your Contracts that may impact the design of the Expansion Facilities. Please note: FT-NR contracts are not listed as they are not eligible for Term-up Election. This Term-Up Election Form must be completed, printed, signed and returned to TransCanada via email to [mainline\\_contracting@tcenergy.com](mailto:mainline_contracting@tcenergy.com) or fax to 403-920-2343.

You have the following options:

**Option #1:** Maintain the current end date and the Contract(s) will expire on the current end date;

**Option #2:** Extend the current end date to October 31, 2033 and maintain renewal rights; or

**Option #3:** Extend the current end date past October 31, 2033 and maintain renewal rights. (Note: must be in annual increments or end on October 31st )

For option 2 and 3 above, if the elected term-up quantity is less than the current Contract Demand, please indicate this elected quantity on the last column of the election form highlighted in green. Please note: the decreased Contract Demand will take effect on the 1st day after your current Contract End Date and continue until the extended end date listed.

**\*Please note, if the election form is not returned to TransCanada the Contract(s) will expire on the current end date listed and will no longer have renewal rights.**

**Term-up Election Form**

**STEP 1:** Select one of the Options (shown in yellow) for each Contract by checking the box to the right of the chosen end date. For Option #3, enter your requested end date;

**STEP 2:** If your elected term-up quantity is less than the current Contract Demand ("CD") listed, fill out the column shown in green;

(Please note: the decreased CD will take effect on the 1st day after your current Contract End Date and continue until the extended end date listed.)

**STEP 3:** Print, sign, date and return to TCPL via email to mainline\_contracting@tcenergy.com or fax to 403-920-2309.

**Customer:** Energir, L.P.

Mnemonic	Contract Number	Service Type	Receipt Point	Delivery Point	Current CD (GJ/d)	Contract Start Date	Current Contract End Date	Option #1: Maintain current end date - no renewal rights	Option # 2: Extend current end date to minimum 5 years from Expected New Service Start Date - maintain renewal rights	Option # 3: Extend current end date past minimum 5 years from Expected Service Start Date - maintain renewal rights (must be in annual increments or an Oct 31 end date)	Term-up quantity if less than current CD (GJ/day)
EGIR	1141	STS	Union Parkway Belt	Energir EDA	25 629	1985-nov-01	2032-oct-31	2032-Oct-31 <input type="checkbox"/>	2033-Oct-31 <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
EGIR	6245	STS	Union Parkway Belt	Energir EDA	125 545	1996-avr-16	2032-oct-31	2032-Oct-31 <input type="checkbox"/>	2033-Oct-31 <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
EGIR	16106	STS	Union Parkway Belt	Energir EDA	45 000	2001-nov-01	2032-oct-31	2032-Oct-31 <input type="checkbox"/>	2033-Oct-31 <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
EGIR	20268	FT	Union Dawn	Energir EDA	50 000	2003-nov-01	2032-oct-31	2032-Oct-31 <input type="checkbox"/>	2033-Oct-31 <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
EGIR	21989	FT	Union Dawn	Energir EDA	33 048	2005-nov-01	2032-oct-31	2032-Oct-31 <input type="checkbox"/>	2033-Oct-31 <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
EGIR	22306	STS	Union Parkway Belt	Energir EDA	20 000	2005-nov-01	2032-oct-31	2032-Oct-31 <input type="checkbox"/>	2033-Oct-31 <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
EGIR	33680	FT	Union Parkway Belt	Energir EDA	65 000	2007-nov-01	2032-oct-31	2032-Oct-31 <input type="checkbox"/>	2033-Oct-31 <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
EGIR	54666	FT	Union Parkway Belt	Energir EDA	239 148	2016-nov-16	2032-oct-31	2032-Oct-31 <input type="checkbox"/>	2033-Oct-31 <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
EGIR	55193	FT	Union Parkway Belt	Energir EDA	85 000	2016-déc-20	2032-oct-31	2032-Oct-31 <input type="checkbox"/>	2033-Oct-31 <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
EGIR	55194	FT	Union Parkway Belt	Energir EDA	19 500	2016-déc-15	2032-oct-31	2032-Oct-31 <input type="checkbox"/>	2033-Oct-31 <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
EGIR	55195	FT	Union Parkway Belt	Energir EDA	39 000	2016-déc-20	2032-oct-31	2032-Oct-31 <input type="checkbox"/>	2033-Oct-31 <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
EGIR	57066	FT	Union Parkway Belt	Energir EDA	11 400	2017-nov-01	2032-oct-31	2032-Oct-31 <input type="checkbox"/>	2033-Oct-31 <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
EGIR	57067	FT	Union Parkway Belt	Energir EDA	24 800	2017-nov-01	2032-oct-31	2032-Oct-31 <input type="checkbox"/>	2033-Oct-31 <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
EGIR	60763	FT	North Bay Junction	Energir EDA	73 000	2021-janv-01	2032-oct-31	2032-Oct-31 <input type="checkbox"/>	2033-Oct-31 <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Does not include FT-NR contracts as they are not eligible for Term-up election.

If election form is not returned to TCPL, contracts will expire on the current contract end date and will no longer be eligible to renew.

Shipper hereby agrees to the elections as set out above this \_\_\_\_\_ day of \_\_\_\_\_, 202\_\_.

Energir, L.P., by its General Partner, Energir Inc.

Per: \_\_\_\_\_

Per: \_\_\_\_\_