

PLAN
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER
CONTEXTE ET
STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

HORIZON 2023 - 2026

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES	4
INTRODUCTION.....	5
1 CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2023-2026	6
1.1 Transport	6
1.2 Fourniture de gaz naturel.....	8
1.3 Autres sources d'approvisionnement	11
1.4 Équilibrage.....	12
1.5 Conclusion	14
2 CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS.....	15
2.1 Fourniture de gaz naturel.....	15
2.1.1 Clients au service de fourniture de gaz naturel d'Énergir	15
2.1.2 Clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété.....	18
2.2 Transport	18
2.2.1 Services de transport du distributeur	18
2.2.2 Services de transport et d'équilibrage fournis par le client	18
2.2.3 Gaz d'appoint	19
2.2.4 Coûts de transport.....	19
2.3 Entreposage	19
2.3.1 Capacité d'espace, de retrait et d'injection	20
2.3.2 Coûts d'entreposage	20
3 PLANIFICATION D'APPROVISIONNEMENTS	21
3.1 Planification pour l'année 2022-2023	21
3.1.1 Établissement des outils du plan d'approvisionnement 2022-2023.....	21
3.1.2 Demande et sources d'approvisionnement gazier	27
3.1.3 Stratégie d'approvisionnement et analyse de rentabilité	27
3.1.4 Coefficient d'utilisation FTLH	29
3.1.5 Nombre maximum de jours d'interruption	29
3.2 Plan d'approvisionnement 2023-2026 – scénarios de base, haut et bas	30
3.2.1 Fourniture de gaz naturel	30
3.2.2 Transport	30
3.2.3 Équilibrage	31

3.2.4	Impact de la température	32
3.2.5	Scénario haut	33
3.2.6	Scénario bas	34
3.3	Risque découlant des différentes sources d’approvisionnement	34
4	REVENUS D’OPTIMISATION PRÉVUS	35
4.1	Transactions opérationnelles.....	35
4.1.1	Vente de transport <i>a priori</i>	35
4.1.2	Vente de transport non utilisé	36
4.2	Transactions financières	36
	CONCLUSION	37

Annexe 1 :	Achats en gaz naturel renouvelable – Ville de Saint-Hyacinthe
Annexe 2 :	Contrats d’approvisionnement existants – Fourniture de gaz naturel Achats de fourniture de gaz naturel projetés – Année 2022-2023
Annexe 3 :	Contrats d’approvisionnement existants – Transport Tarifs de transport : TCPL et Enbridge Gas et ratios projetés de gaz de compression
Annexe 4 :	Contrats d’approvisionnement existants – Entreposage Tarifs d’entreposage : Enbridge Gas et Intragaz et ratios projetés de gaz de compression
Annexe 5 :	Établissement de la demande continue en journée de pointe et des besoins d’approvisionnement pour l’hiver extrême
Annexe 6 :	Demande et sources d’approvisionnement gazier – Année 2022-2023
Annexe 7 :	Plan d’approvisionnement 2022-2023 – Stratégie alternative et analyse de rentabilité
Annexe 8 :	Plan d’approvisionnement 2023-2026
Annexe 9 :	Plan d’approvisionnement 2023-2026 – Comparaison de scénarios sans ou avec réservation à l’usine LSR par le client GM GNL
Annexe 10 :	Plan d’approvisionnement 2023-2026 – Impact potentiel de température
Annexe 11 :	Plan d’approvisionnement 2023-2026 – Scénario haut
Annexe 12 :	Plan d’approvisionnement 2023-2026 – Scénario bas

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES

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

INTRODUCTION

- 1 Le plan d’approvisionnement, couvrant les années 2022-2023 à 2025-2026, est préparé par
- 2 Énergir en vertu du Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d’approvisionnement
- 3 (le Règlement) (c. R-6.01, r. 8).

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

- 6 Énergir détaillera le contexte gazier dans lequel elle évolue plus spécifiquement et,
- 7 conséquemment, la stratégie d’approvisionnement sur l’horizon du plan. En fonction de ces
- 8 constats, le plan d’approvisionnement pour 2022-2023 à 2025-2026 sera présenté, considérant
- 9 les diverses informations prescrites au Règlement. Les données particulières à la planification de
- 10 l’année financière 2022-2023 seront également détaillées.

1 CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2023-2026

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

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

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

13 Dans les sections suivantes, Énergir abordera de façon plus explicite les orientations envisagées
14 et les actions prises sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2023-2026.

1.1 TRANSPORT

15 Le contexte gazier continue d'évoluer et Énergir adapte la structure d'approvisionnement
16 relativement aux capacités de transport disponibles à court, moyen et long termes pour répondre
17 à ses besoins. De plus, comme détaillées à la section 3 du présent document, les capacités de
18 transport actuellement détenues par Énergir pour ses clients pourraient être insuffisantes pour
19 les prochaines années.

20 L'article 72 (1) (3^o) a) de la *Loi sur la Régie de l'énergie* prévoit que le plan d'approvisionnement
21 doit tenir compte de la marge excédentaire des capacités de transport, celle-ci pouvant
22 représenter jusqu'à 10 % des livraisons annuelles d'Énergir. En fonction des livraisons totales
23 projetées pour l'année 2022-2023 de 6 198 10⁶m³¹, la marge excédentaire de 10 % exprimée en
24 capacités quotidiennes représenterait alors 1 698 10³m³/jour (soit 6 198/365 x 10 %). Pour

¹ Énergir-H, Document 2, section 4.1.3, tableau 18.

1 l'année 2022-2023 et les suivantes, Énergir ne planifie pas, pour l'instant, l'ajout de capacités de
 2 transport pour répondre à la marge excédentaire autorisée. En effet, au moment de la rédaction
 3 du plan d'approvisionnement, aucun projet industriel ne répond aux critères présentés lors de la
 4 Cause tarifaire 2019-2020 et dont la Régie a pris acte dans sa décision D-2019-141 (paragr. 189).

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

Tableau 1

Dates de fin de contrat	Contrats en vigueur au				
	2022-10-01 (%)	2022-11-01 (%)	2023-11-01 (%)	2024-11-01 (%)	2025-11-01 (%)
2022-10-31	2	0	0	0	0
2024-10-31	7	8	8	0	0
2026-10-31	33	34	34	37	37
2030-12-31	15	16	16	17	17
2031-10-31	36	37	37	40	40
2032-10-31	3	3	3	4	4
2040-10-31	2	2	2	2	2
Total	100	100	100	100	100

8 Pour l'année 2022-2023, un peu plus de la moitié des contrats ont une durée de 8 ans ou moins,
 9 et l'autre moitié ont une durée jusqu'à 18 ans.

10 Pour l'année 2022-2023, les besoins de capacités supplémentaires seront comblés par un outil
 11 de pointe contracté auprès d'une tierce partie dans le marché secondaire ainsi que du transport
 12 sur le marché secondaire. Un service de pointe est également à prévoir pour répondre à
 13 d'éventuels besoins lors de l'année 2023-2024. Les détails relatifs à cet outil seront présentés à
 14 la section 3. Pour les années 2024-2025 à 2025-2026, Énergir compte sur les nouvelles capacités
 15 de retrait qui seront disponibles aux sites d'Intragaz².

² R-4151-2021, décision D-2021-140 (paragr. 175 à 177 et 462); R-4157-2021, décisions D-2021-130 et D-2021-131; R-4158-2021, décision D-2021-115.

1 Il est à noter que la refonte du service interruptible (R-3867-2013, phase 4) pourrait également
2 modifier les besoins d'approvisionnement, mais l'impact précis sur le plan d'approvisionnement
3 ne peut être projeté tant que le nouveau service interruptible ne sera pas en vigueur. Dans
4 l'intervalle, pour établir le plan d'approvisionnement 2023-2026, une hypothèse d'ajout de
5 528 10³m³/jour pour la clientèle au service interruptible découlant de la refonte est toutefois
6 utilisée à compter de l'année 2024-2025³.

7 Aussi, les livraisons en franchise de GNR sont considérées en partie en remplacement de
8 capacités de transport.

1.2 FOURNITURE DE GAZ NATUREL

9 La stratégie d'acquisition de fourniture d'Énergir pour les années financières 2022-2023 à
10 2025-2026 est adaptée pour refléter les mouvements de la structure d'approvisionnement.

11 Pour l'année 2022-2023, Énergir procédera par appels d'offres pour les achats contractés
12 d'avance à Dawn, Empress ou Parkway. Comme par le passé, elle sélectionnera les fournisseurs
13 en fonction des critères suivants : la prime demandée, la notation de crédit et l'expérience passée.

14 En ce qui concerne l'initiative d'approvisionnement responsable en gaz naturel (l'Initiative), depuis
15 la Cause tarifaire 2019-2020⁴, la Régie a pris acte de la volonté d'Énergir de s'approvisionner en
16 achats responsables. Depuis, plusieurs contrats ont été signés et le total d'approvisionnement en
17 gaz de réseau issu de l'Initiative représente plus de 20 % du total d'approvisionnements en gaz
18 de réseau pour 2020-2021. À ce jour, plusieurs fournisseurs⁵ ont obtenu la certification EO100TM,
19 et certains producteurs sont également en démarche afin de quantifier leur performance
20 notamment plus spécifiquement quant aux émissions de GES de leurs opérations. Cette pluralité
21 de producteurs ayant obtenu la certification EO100TM et divulguant certains indicateurs de
22 performance permettrait à Énergir de diversifier encore davantage ses fournisseurs pour remplir
23 ses objectifs en lien avec l'Initiative.

³ Hypothèse retenue selon l'échéancier estimé du dossier R-3867-2013, phase 4.

⁴ R-4076-2018, décision D-2019-141 (paragr. 224).

⁵ <https://energystandards.org/certified-sites/>.

1 Concrètement, l'objectif de l'Initiative pour Énergir est de :

- 2 1- S'approvisionner auprès de producteurs spécifiques afin d'assurer une meilleure
- 3 traçabilité de ses approvisionnements gaziers; et
- 4 2- S'approvisionner auprès de producteurs divulguant de l'information et qui auront
- 5 démontré l'adoption de pratiques ESG (environnementales, sociales et de gouvernance)
- 6 parmi les meilleures.

7 Tel que mentionné à la Cause tarifaire 2019-2020⁶, Énergir a mené, au cours des derniers mois,

8 une réflexion sur les éléments qui constituent l'Initiative. Comme Énergir s'est donné comme

9 mission première de répondre de manière de plus en plus durable aux besoins énergétiques de

10 ses clients et des communautés qui l'accueillent, elle a collaboré avec l'Institut Pembina afin

11 d'examiner les tendances en matière de certifications portant sur les pratiques ESG et la

12 performance en termes de gestion des émissions de méthane des producteurs gaziers ainsi que

13 de valider son approche auprès de différentes parties prenantes (producteurs, distributeurs et

14 organisations issues de la société civile).

15 Globalement, l'Institut Pembina recommande qu'Énergir poursuive ses exigences actuelles

16 envers les producteurs gaziers, notamment que ceux-ci puissent obtenir la certification EO100™

17 de l'organisme Equitable Origin, qui résulte d'un audit effectué par un tiers indépendant. Cela

18 tient compte du fait qu'Equitable Origin a publié des mises à jour importantes de sa norme de

19 certification en 2021, notamment dans son nouveau supplément technique pour la production de

20 gaz naturel et de pétrole léger. Ce supplément technique a également révisé plusieurs cibles et

21 méthodologies. En ce sens, Equitable Origin est en train d'élaborer une méthodologie de calcul

22 de l'intensité des GES des producteurs gaziers, qui exigera une mesure de déclaration de

23 l'intensité globale des GES des segments applicables de la chaîne de valeur du gaz naturel. Ce

24 protocole fournira des précisions et des mesures supplémentaires sur les émissions de gaz à

25 effet de serre.

26 En parallèle, de nouvelles normes et initiatives pour développer une transparence accrue ont

27 également vu le jour depuis qu'Énergir a lancé l'Initiative. L'Institut Pembina recommande à

28 Énergir d'explorer ces développements. Elle note que l'inclusion d'indicateurs quantitatifs portant

⁶ R-4076-2018, B-0184, Énergir-H, Document 1, annexe 17, section 2.4, pages 12 et 13.

1 sur l'intensité des émissions de méthane et d'autres mesures de la performance
2 environnementale dans les normes de certification est un nouveau développement important, ce
3 qu'Equitable Origin a notamment intégré dans la mise à jour récente de sa norme EO100™. Elle
4 recommande également à Énergir d'exiger des producteurs éligibles à l'Initiative plus de
5 transparence sur les méthodes de calcul des émissions de méthane et d'encourager ceux-ci à
6 migrer vers des approches de mesures directes. Pour terminer, une plus grande transparence
7 concernant les émissions de GES des producteurs sera nécessaire, selon l'Institut Pembina, pour
8 permettre à Énergir d'articuler plus clairement la contribution de la certification et de l'Initiative par
9 rapport à son objectif plus large de décarboner complètement l'énergie qu'elle distribuera d'ici
10 2050.

11 Dans le cadre de la deuxième mouture de l'Initiative, qui débutera le 1^{er} avril 2023, Énergir
12 souhaite donc également encourager des producteurs qui développent des méthodologies
13 crédibles et vérifiées par des tiers indépendants qui permettent de quantifier la réduction des
14 émissions de méthane et autres gaz à effet de serre. Ces nouveaux référentiels émergents sur
15 le marché peuvent offrir un niveau de transparence additionnel qui serait cohérent avec les
16 objectifs de l'Initiative d'Énergir.

17 Énergir souhaite jouer un rôle de premier plan dans la transition énergétique et être un partenaire
18 n'hésitant pas à partager publiquement les informations pertinentes à ses opérations. Dans son
19 rapport sur la résilience climatique 2021⁷, Énergir identifie l'Initiative comme étant un des
20 indicateurs permettant de suivre l'incidence de ses orientations stratégiques en matière de
21 décarbonation dans sa chaîne de valeur. À ce titre, pour l'approvisionnement en gaz naturel
22 d'origine fossile acheté par Énergir (gaz de réseau), l'entreprise vise à ce que 100 % de ses
23 achats se fassent dans le cadre de l'Initiative d'ici 2030.

24 Pour ce faire, Énergir souhaite reconduire l'Initiative pour l'année 2022-2023 en majorant la prime
25 maximale pour les coûts associés à l'initiative à [REDACTED]. Cette prime maximale pourrait amener à
26 plus de 60 % l'approvisionnement en gaz de réseau issu de l'Initiative pour l'année 2022-2023.
27 Cependant, Énergir tient à préciser que le pourcentage du volume de 60 % du gaz de réseau est

⁷ <https://www.energir.com/~media/Files/Corporatif/Dev%20durable/Rapport%20sur%20la%20r%C3%A9silience%20Climatique%202021.pdf?la=fr>

1 une cible et non pas une limite. Si la prime maximale permettait d'acquérir un volume de gaz plus
2 important par le versement d'une prime unitaire plus basse qu'estimée, Énergir le ferait tout en
3 assurant une diversité d'approvisionnement. Il est également important de noter que dans le
4 contexte actuel, l'atteinte de cet objectif est ambitieuse, mais Énergir mise sur l'évolution rapide
5 de ce marché pour être en mesure d'y arriver. Toutefois, si les conditions de marché, la
6 disponibilité ou la flexibilité contractuelle ne permettaient pas d'atteindre la cible, Énergie ne
7 tenterait pas de l'atteindre à tout prix. En effet, Énergir s'assurera de maintenir une diversité de
8 fournisseurs et des profils d'achat en ligne avec ses pratiques courantes. Ainsi, pour l'année
9 2022-2023, Énergir poursuivra ses efforts afin d'attirer de nouveaux fournisseurs et d'augmenter
10 la proportion du gaz de réseau achetée sous l'Initiative.

11 Finalement, et comme mentionné lors des derniers dossiers tarifaires, Énergir s'engage à
12 effectuer une reddition de compte dans le cadre du rapport annuel à l'égard des achats effectués
13 en vertu de l'Initiative⁸. Énergir demeure prudente dans ses engagements afin de conserver la
14 flexibilité dont la clientèle pourrait avoir besoin si le contexte gazier entraînait un changement des
15 besoins aux différents points d'achat.

16 La section 2.1 décrit plus amplement les contrats existants, ainsi que les volumes d'achat de gaz
17 naturel qu'Énergir prévoit contracter d'avance pour l'année 2022-2023.

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

1.3 AUTRES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT

19 Depuis 2018, Énergir planifie des réceptions de GNR dans son plan d'approvisionnement. Énergir
20 planifie que de nouveaux approvisionnements en GNR deviendront disponibles sur l'horizon du
21 plan. L'annexe 1 résume les injections en GNR faites par la Ville de Saint-Hyacinthe depuis le
22 début de l'année 2021-2022, soit du 1^{er} octobre 2021 au 31 janvier 2022 (suivi de la
23 décision D-2018-158, paragr. 74) alors que la pièce Énergir-H, Document 6 contient la prévision
24 d'approvisionnement et de distribution de GNR sur l'horizon du présent plan
25 d'approvisionnement.

⁸ Voir à ce sujet le dernier suivi à ce jour déposé dans le cadre du Rapport annuel 2021 (R-4175-2021, B-0086, Énergir-12, Document 13).

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

7 Finalement, au paragraphe 492 de la décision D-2020-057, la Régie ordonnait à Énergir
8 « d'assurer une veille relativement à la mise en place d'un mécanisme de certification pour le
9 GNR et de lui en faire rapport annuellement, dans le cadre de son plan d'approvisionnement ». Énergir informe la Régie que tel que présenté dans sa preuve sur l'étape D du dossier
10 R-4008-2017, elle travaille présentement à mettre en place un processus d'attestation qui lui
11 permettra de démontrer aux clients volontaires que les volumes de GNR qu'ils achètent sont
12 d'origine organique, que les inventaires de GNR disponibles à la vente sont suffisants pour couvrir
13 les volumes vendus aux clients sur une base annuelle, que chaque molécule de GNR n'est
14 achetée et vendue qu'une seule fois et, finalement, que les volumes de GNR ont réellement été
15 produits et injectés dans un réseau de gaz naturel nord-américain étant relié au point de livraison
16 contractuel. L'objectif est une mise en application d'ici la fin de l'année 2022.
17

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 Sur l'horizon du plan d'approvisionnement, les caractéristiques physiques du site de Saint-Flavien
24 demeurent les mêmes, mais Énergir y aura recours différemment à partir de l'année 2023-2024.
25 En effet, en concertation avec son fournisseur Intragaz, Énergir compte utiliser le réservoir de
26 Saint-Flavien pour répondre à la demande de pointe de la clientèle plutôt que de l'utiliser dans un
27 mode « passif » comme elle l'a fait depuis la mise en service du site. À cette fin, la Régie a donné

1 son approbation en 2021⁹ à des projets d'investissement qui permettront à terme à la clientèle de
2 bénéficier d'économies substantielles.

3 Les caractéristiques du site d'entreposage de Pointe-du-Lac permettent une modulation des
4 injections et des retraits en cours de journée, sur la période de l'hiver, avec une dernière fenêtre
5 de nominations, trois heures avant la fin de la journée gazière, qui peut être utilisée dans certaines
6 conditions. De plus, ce site peut être cyclé lorsque des capacités de transport sont disponibles à
7 cette fin. Ainsi, le gaz peut être retiré et réinjecté par la suite, permettant de maintenir un débit
8 élevé de retrait et offrant un volume total de gaz sur la période de l'hiver supérieur à la capacité
9 physique du site. Il est le dernier outil utilisé avant l'interruption, en partie ou en totalité, de la
10 clientèle au service interruptible. Il est donc partiellement utilisé pour répondre à la demande de
11 pointe.

12 Les besoins d'équilibrage sont également comblés en utilisant le site d'entreposage souterrain de
13 Enbridge Gas, situé à Dawn, au sud de l'Ontario. Ce site d'entreposage est un outil très flexible
14 en termes de débit de gaz journalier. Il permet une modulation des besoins de gaz en cours de
15 journée gazière par ses diverses fenêtres de nominations, notamment les fenêtres STS, et est le
16 seul outil qui permet de les utiliser. Ainsi, les capacités de retrait ou d'injection de ce site
17 permettent de répondre aux fluctuations de la demande de la clientèle tout au long de l'année.
18 Le plan d'approvisionnement tient compte du nouveau contrat d'entreposage qui a été conclu à
19 l'hiver 2022 avec Enbridge Gas¹⁰.

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

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

⁹ R-4157-2021, décision D-2021-130 et R-4158-2021, décision D-2021-115.

¹⁰ Énergir-H, Document 4.

1 l'inventaire réservé à la daQ, une quantité de GNL équivalente aux volumes qui auraient dû être
2 liquéfiés.

3 Énergir a établi son plan d'approvisionnement 2023-2026 en supposant :

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

1.5 CONCLUSION

10 Sur l'horizon du plan 2023-2026, la structure d'approvisionnement est principalement composée
11 de capacités de transport en provenance de Dawn (via Parkway). La clientèle d'Énergir serait en
12 déficit d'approvisionnement pour les années 2022-2023 et 2023-2024 du plan si les hypothèses
13 prévues se réalisaient.

14 Les sections 2 et 3 ci-après présentent plus spécifiquement les orientations prises dans la
15 planification des approvisionnements gaziers sur l'horizon 2023-2026.

2 CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS

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

2.1 FOURNITURE DE GAZ NATUREL

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

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

9 Le portefeuille de contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz naturel d'Énergir est
10 présenté à l'annexe 2, 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 2023-2026 y sont spécifiés. Le tableau présente également
13 les totaux visés au plan d'approvisionnement de l'année 2022-2023 et le ratio qui est
14 contracté à ce jour par rapport à ces totaux. Comme présenté à la page 1 de l'annexe 2,
15 à ce jour, quatre contrats de fourniture sont existants. Énergir projette sécuriser près de
16 50 % des achats totaux au service de fourniture de gaz naturel avant le début de l'année
17 financière 2022-2023.

18 Selon la structure d'approvisionnement projetée pour l'année 2022-2023, la page 2 de
19 l'annexe 2 présente la répartition mensuelle des achats prévus de fourniture de gaz
20 naturel par point d'achat, ainsi que les quantités qu'Énergir prévoit contracter d'avance
21 avant le début de l'année financière 2022-2023.

22 La majeure partie des achats de fourniture de gaz naturel à contracter par Énergir (61,9 %)
23 serait effectuée à Dawn ou Parkway, et principalement en hiver, alors que l'autre portion
24 du gaz naturel serait contractée au point Empress (36,5 %). Finalement, des achats de
25 gaz naturel seraient effectués sur le territoire d'Énergir (1,6 %).

1 La stratégie d'achat à Dawn reflète le mode de gestion des retraits au site d'entreposage
2 d'Enbridge Gas concentrés sur les mois de décembre à février. Ainsi, pour les mois
3 d'octobre et novembre, des achats à Dawn seront priorisés sur les retraits au site
4 d'Enbridge Gas. Il s'agit de mois d'épaulement au cours desquels la température peut
5 influencer de façon importante la consommation de la clientèle. De plus, pour ces mois,
6 le service d'injection dont dispose Énergir au site d'entreposage d'Enbridge Gas est
7 interruptible. Énergir doit donc être prudente pour ne pas se retrouver avec des excédents
8 de gaz naturel. Ainsi, considérant les quantités quotidiennes d'achats de gaz naturel pour
9 ces mois, Énergir contractera d'avance une partie de ces achats en proportion moindre
10 que pendant les mois les plus froids de l'hiver. Les autres achats pour ces deux mois
11 seront effectués sur une base « spot » afin d'adapter les quantités aux besoins
12 spécifiques de la demande.

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

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

22 Énergir pourrait attendre la fin de l'hiver 2022-2023 avant de contracter des achats en
23 bloc à Empress pour les mois de mai à septembre, afin de conserver une certaine
24 flexibilité pour moduler les achats en fonction des résultats de l'hiver et de la projection de
25 la demande. De plus, selon les quantités requises, une plus grande partie des achats des
26 mois d'août et septembre pourra être réalisée sur une base « spot » afin de moduler les
27 achats en fonction des besoins d'injection au site d'entreposage d'Enbridge Gas. En effet,
28 un niveau d'inventaire de presque 100 % entraîne une gestion plus précise des injections
29 à planifier sur cette période et, par le fait même, sur les achats de gaz naturel.

1 Cette approche permet de conserver toute la marge de manœuvre relativement au niveau
2 d'achats de fourniture à concrétiser à la suite du constat de la demande réelle observée
3 durant la période d'hiver.

4 Volume de fourniture requis pour l'année 2022-2023

5 Pour l'année 2022-2023, le volume total de la fourniture de gaz naturel à acheter par
6 Énergir est estimé à 2 275 10⁶m³. De cette quantité, 2 084 10⁶m³ sont attribués
7 spécifiquement à la demande de fourniture de gaz naturel de la clientèle. La différence
8 est requise pour couvrir le restant de la demande (gaz perdu et usage d'Énergir), la
9 variation nette des retraits et injections d'inventaires, ainsi que le gaz de compression¹¹
10 requis pour transporter la fourniture jusqu'au territoire d'Énergir et pour injecter aux sites
11 d'entreposage.

12 Il est à noter qu'au volume total mentionné ci-dessus, vient s'ajouter le volume contracté
13 pour les clients engagés auprès d'Énergir dans une entente de fourniture à prix fixe,
14 approvisionnés par un fournisseur spécifique. Pour l'année 2022-2023, le volume annuel
15 est estimé à 193 10⁶m³.

Prix du service de fourniture

16 Le prix moyen de référence pour la fourniture de gaz naturel pour l'année 2022-2023 est
17 de 15,724 ¢/m³ (4,15 \$/GJ). La section 1.2 « Hypothèses énergétiques » de la
18 pièce Énergir-H, Document 2 présente le détail de l'évaluation des prix de fourniture.

Sécurité d'approvisionnement de la fourniture de gaz naturel

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

¹¹ Les pourcentages de gaz de compression projetés sont indiqués à l'annexe 4, page 2.

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

5 Pour l'année 2022-2023, le volume annuel de tous ces clients est estimé à 3 717 10⁶m³,
6 dont 64 10⁶m³ proviennent des volumes projetés pour les clients au service de gaz
7 d'appoint concurrence.

2.2 TRANSPORT

8 Les modalités relatives aux capacités quotidiennes et annuelles de transport inscrites dans les
9 différents contrats avec les transporteurs TCPL, Enbridge Gas et les tierces parties sont
10 présentées à l'annexe 3, page 1. Ce document détaille les débits au 1^{er} octobre 2022, au
11 1^{er} janvier 2023 et au 1^{er} novembre de chacune des quatre années du plan d'approvisionnement,
12 ainsi que les échéances des différents contrats de transport. Les modalités de renouvellement y
13 sont également indiquées.

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

2.2.1 Services de transport du distributeur

17 Les capacités de transport PFLD-NBJ, ayant remplacé les contrats FTLH, totalisent
18 2 243 10³m³/jour (85 000 GJ/jour) au 1^{er} octobre 2022.

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

19 Pour l'année 2022-2023, deux clients – excluant le client en biogaz – détiendront une
20 capacité journalière moyenne de 118 10³m³/jour. Le volume annuel total de la clientèle
21 qui fournit son service de transport s'élève à 43 10⁶m³ (excluant le client en biogaz).

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

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

3 L'apport des livraisons des clients ayant leur propre service de transport – incluant le client
4 en biogaz – aux outils d'approvisionnement de pointe passe de 223 10³m³/jour en
5 2021-2022 à 203 10³m³/jour en 2022-2023, représentant globalement une baisse de
6 20 10³m³/jour.

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

2.2.3 Gaz d'appoint

10 Une demande de 64 10⁶m³ au service de gaz d'appoint concurrence est projetée pour
11 l'année 2022-2023, exception faite des mois de décembre à mars, où aucun volume n'est
12 projeté. Ainsi, la capacité de transport additionnelle requise pour desservir cette clientèle
13 a été intégrée au plan d'approvisionnement. Toutefois, aucune capacité n'est contractée
14 à cet effet. Énergir concrétisera l'achat de la capacité au besoin, lorsque les contrats de
15 gaz d'appoint seront réalisés en cours d'année.

2.2.4 Coûts de transport

16 Les différents tarifs prévus à déboursé à TCPL et à Enbridge Gas pour l'utilisation du
17 transport contracté sur leur réseau sont présentés à l'annexe 3, page 2.

Gaz d'appoint concurrence

18 Les coûts de transport associés aux volumes de gaz d'appoint concurrence, en
19 provenance de Dawn, sont à un prix unitaire projeté de 0,758 ¢/m³.

2.3 ENTREPOSAGE

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

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

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

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

2.3.2 Coûts d'entreposage

9 Les tarifs d'Enbridge Gas et d'Intragaz, pour les sites de Pointe-du-Lac et de
10 Saint-Flavien, sont présentés à l'annexe 4, page 2.

3 PLANIFICATION D'APPROVISIONNEMENTS

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

Tableau 2

Année du plan	Outils d'approvisionnement en transport (10 ³ m ³ /jour)	Outils d'approvisionnement totaux (10 ³ m ³ /jour)
	Excédents (+) / Déficits (-) par année	Excédents (+) / Déficits (-) par année
2022-2023	(496)	(2 211)
2023-2024	0	(658)
2024-2025	489	489
2025-2026	916	916

3.1 PLANIFICATION POUR L'ANNÉE 2022-2023

3.1.1 Établissement des outils du plan d'approvisionnement 2022-2023

Établissement du débit quotidien d'approvisionnement requis

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

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

- 13 Le détail de l'établissement de la demande au service continu en journée de pointe et du
 14 débit quotidien requis en hiver extrême est présenté à l'annexe 5.

1 Le tableau suivant présente les résultats et le débit quotidien d'approvisionnement requis
2 pour l'année 2022-2023.

Tableau 3

	10 ³ m ³ /jour
Demande continue en journée de pointe	37 113
Débit quotidien hiver extrême	36 374
Maximum (demande de pointe; hiver extrême)	37 113

Outil de maintien de fiabilité

3 Le développement du marché des ventes de GNL a un impact sur la quantité de GNL
4 disponible à l'usine LSR pour la clientèle de la daQ.

5 Pour l'année 2022-2023, une capacité d'entreposage de 5,0 Mm³ est réservée par le client
6 GM GNL. Cette capacité réservée ne limite aucunement la capacité maximale de retrait
7 de 5 146 10³m³/jour disponible à l'usine LSR au bénéfice de la daQ.

8 Considérant le fait que la capacité d'entreposage à l'usine LSR dédiée à la daQ est
9 réduite, un outil d'approvisionnement additionnel pourrait être requis afin de maintenir la
10 sécurité d'approvisionnement de la clientèle. Cet outil additionnel est défini comme étant
11 « l'outil de maintien de fiabilité ».

12 À la pièce Énergir-H, Document 7, Énergir propose une modification à la méthodologie
13 entourant l'outil de maintien de la fiabilité à compter de 2022-2023. Énergir soumet tout
14 de même l'analyse du besoin d'outil de maintien selon la méthodologie approuvée par la
15 décision D-2015-012.

16 Dans le cadre réglementaire actuel, pour déterminer si un outil de maintien de fiabilité est
17 requis, une comparaison des outils d'approvisionnement sous des scénarios avec et sans
18 réservation de capacité d'entreposage par le client GM GNL est effectuée. Sous le
19 scénario sans réservation, l'usine LSR est entièrement utilisée dans son rôle traditionnel
20 d'outil de pointe pour répondre à la demande de la daQ. L'outil de maintien de fiabilité est
21 égal à la différence entre :

- 1 • les approvisionnements requis sous le scénario sans réservation de capacité
2 d'entreposage par le client GM GNL; et
- 3 • les approvisionnements requis sous le scénario avec réservation de capacité
4 d'entreposage par le client GM GNL.

5 Le tableau suivant présente les résultats des deux scénarios.

Tableau 4

Année 2022-2023	Capacité réservée d'entreposage (10 ⁶ m ³)	Sans réservation à LSR (10 ⁶ m ³)	Avec réservation à LSR (10 ⁶ m ³)	Outil de maintien de fiabilité (10 ³ m ³ /jour)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (4) - (3)
Demande continue en journée de pointe	-	37 113	37 113	-
Besoins pour hiver extrême	-	36 374	36 374	-
Outil d'approvisionnement requis	5,0	37 113	37 113	0

6 Ainsi, en vertu de la méthodologie actuelle, aucun outil de maintien de fiabilité n'est requis
7 pour l'année 2022-2023 avec la planification des outils d'approvisionnement proposée.

8 La méthodologie actuelle d'évaluation des coûts d'utilisation de l'usine LSR reliés à la
9 fonction entreposage et du calcul de l'outil de maintien de fiabilité, approuvée par la Régie
10 dans la décision D-2015-012, comporte trois cas de figure :

- 11 1. lorsque la daQ possède dans son plan d'approvisionnement un surplus de
12 capacité à l'usine LSR, cette capacité peut être cédée en partie ou en totalité au
13 client GM GNL au taux moyen de l'entreposage de l'usine afin d'optimiser
14 l'ensemble des outils de la daQ. Aucun outil de maintien de fiabilité n'est
15 nécessaire dans ce cas;
- 16 2. lorsque la daQ doit utiliser dans son plan d'approvisionnement l'ensemble de la
17 capacité de l'usine LSR, alors un outil assurant une sécurité d'approvisionnement
18 équivalente au besoin d'entreposage doit être contracté, et ce, à la charge du client
19 GM GNL. Dans ce cas, comme la daQ détient les outils pour répondre à la
20 demande comme s'il n'y avait pas de client GM GNL, la daQ assume alors en

1 totalité les coûts d'entreposage de l'usine LSR et le client GM GNL assume en
2 totalité le coût de l'équivalence du besoin d'entreposage (outil de maintien de
3 fiabilité); et

- 4 3. lorsque la daQ possède dans son plan d'approvisionnement un surplus de
5 capacité qui ne couvre qu'en partie les besoins du client GM GNL, alors le client
6 GM GNL utilise, au taux moyen de l'entreposage de l'usine, la portion qui peut être
7 cédée. Pour le solde de la capacité réservée par le client GM GNL, il doit contracter
8 un outil assurant une sécurité d'approvisionnement équivalente et en assumer les
9 coûts.

10 Considérant le fait qu'aucun outil de maintien de fiabilité n'est requis si le client GM GNL
11 réserve 5,0 Mm³ de capacité d'entreposage à l'usine LSR pour l'année 2022-2023, le cas
12 de figure 1 s'applique. Ainsi, le client GM GNL se verra facturer les coûts d'utilisation de
13 l'usine LSR reliés à la fonction entreposage au taux moyen.

Outils d'approvisionnement pour répondre aux besoins d'approvisionnement

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

19 Il est à noter qu'Énergir a intégré, comme outil d'approvisionnement en pointe, la
20 possibilité d'interrompre la liquéfaction du client GM GNL. La valeur de cet outil de pointe
21 correspond au potentiel de liquéfaction quotidien prévu.

22 À noter également qu'Énergir ne considère la production de GNR dans les outils
23 d'approvisionnement en pointe que deux ans après la mise en service, et ce, dans la
24 mesure où les volumes injectés seront stables.

25 Par ailleurs, lors de la Cause tarifaire 2019-2020¹², Énergir a informé la Régie qu'elle avait
26 révisé à la baisse la capacité de vaporisation garantie quotidienne de l'usine LSR, en
27 tenant compte de la philosophie de redondance dite « N+1 ». Énergir a alors expliqué

¹² R-4076-2018, B-0184, Énergir-H, Document 1, pp. 79 à 81.

1 qu'elle contracterait un outil d'approvisionnement de pointe afin de pallier cette réduction
 2 de capacité ferme. Dans le plan d'approvisionnement de l'année 2022-2023, la baisse de
 3 la capacité de vaporisation garantie est directement reflétée dans le tableau 5 pour
 4 l'usine LSR et le besoin de redondance est inclus dans le service de pointe à contracter
 5 pour combler le déficit. En février 2022, la Régie a approuvé¹³ le projet de remplacement
 6 des équipements de regazéification de l'usine LSR qui permettra, à terme, de combler de
 7 façon permanente le manque à gagner de capacité garantie quotidienne après
 8 l'application de la redondance à l'usine LSR.

9 Dans l'intervalle, d'ici la réalisation de ce projet, la capacité considérée au plan
 10 d'approvisionnement pour la vaporisation sera de 5 146 10³m³/jour.

Tableau 5

Sources	10 ³ m ³ /jour
FTLH primaire (Energir EDA et Energir NDA)	2 243
Transport par échange (EMP-Energir)	0
Achats dans le territoire	11
Transport fourni par les clients	214
FTSH (Dawn-Energir EDA)	2 192
Transport par échange (Dawn-Energir)	2 164
FTSH (Parkway-Energir EDA & NDA)	13 777
STS (Parkway-Energir EDA & NDA)	5 705
Pointe-du-Lac	1 600
Saint-Flavien	1 520
Volet C	0
Usine LSR (vaporisation)	5 146
Interruption de liquéfaction GM GNL	330
Sous-total approvisionnements	34 902
Service de pointe pour combler le déficit	1 715
Achat de transport	496
Total approvisionnements	37 113

¹³ R-4178-2021, décision D-2022-024.

Stratégie d'approvisionnement retenue

1 Le total des approvisionnements requis pour l'année 2022-2023 s'élève à
2 37 113 10³m³/jour, alors que le débit des approvisionnements actuel est de
3 34 902 10³m³/jour. Le déficit d'outils à combler est donc de de 2 211 10³m³/jour.

4 Afin de combler la majeure partie de ce déficit, Énergir prévoit contracter une option sur
5 un « service de pointe » auprès d'un fournisseur sur le marché secondaire. Cet outil de
6 pointe correspondrait à un approvisionnement ponctuel de 1 715 10³m³/jour de fourniture
7 directement sur le territoire d'Énergir. Cet outil de base serait disponible pour
8 cinq périodes pendant l'hiver 2022-2023 et son coût de base est [REDACTED].
9 Si Énergir devait l'utiliser, elle devrait alors payer le prix de la molécule selon les prix d'un
10 point d'approvisionnement prédéterminé (East Hereford, Algonquin, Iroquois, etc.) avec,
11 dans certains cas, une prime variable additionnelle. Avant d'utiliser cet outil, Énergir
12 tenterait d'utiliser tout autre service ou option qui serait disponible et moins onéreux au
13 moment opportun.

14 Étant donné l'hiver froid de 2021-2022 et le resserrement des conditions de marché
15 anticipées pour l'hiver 2022-2023, Énergir anticipe que le service de pointe ne permettra
16 pas de couvrir l'ensemble du déficit pour l'année 2022-2023. Ainsi, une capacité de
17 transport de 496 10³m³/jour doit également être achetée sur le marché secondaire FTSH
18 de décembre 2022 à mars 2023, à un coût estimé de 4,71 \$/GJ.

19 Également, en fonction de ce contexte, il est possible qu'Énergir ne soit pas en mesure
20 de contracter l'ensemble des volumes prévus de 1 715 10³m³/jour en service de pointe,
21 ou encore, que le coût de ce service soit prohibitif. Dans ce cas, Énergir devrait alors
22 évaluer d'autres alternatives pour répondre à son besoin de pointe, incluant
23 l'augmentation des capacités de transport sur le marché secondaire.

24 Par rapport à l'option combinée d'achat de service de pointe et de capacités de transport,
25 Énergir aurait alternativement pu tenter de contracter du transport sur le marché
26 secondaire pour combler l'ensemble du déficit. L'analyse de rentabilité des alternatives
27 d'approvisionnement, en fonction des informations actuellement disponibles, est
28 présentée à la section 3.1.3.

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

Tableau 6

Provision additionnelle de transport à la journée de pointe (10³m³/jour)	
Total approvisionnements après achat/vente	37 113
Débit quotidien requis 2022-2023	37 113
Provision additionnelle	0
% du total des approvisionnements	0,00 %

3.1.2 Demande et sources d'approvisionnement gazier

2 L'annexe 6 présente la planification mensuelle pour l'année 2022-2023.

3 La demande totale s'élève à 3 610 10⁶m³ pour la période de l'hiver 2022-2023.
4 L'approvisionnement disponible pour répondre à la demande totale avant interruption se
5 chiffre à 3 605 10⁶m³, incluant les retraits des inventaires. Ainsi, un volume d'interruption
6 de 5 10⁶m³ est requis pour répondre à la demande d'hiver.

7 Durant l'été 2023, la demande totale prévue s'élève à 3 034 10⁶m³, incluant les besoins
8 d'injection aux sites d'entreposage.

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

3.1.3 Stratégie d'approvisionnement et analyse de rentabilité

13 Cette section présente une analyse de rentabilité quant à la structure d'approvisionnement
14 qui a été définie pour la première année du plan.

1 L'annexe 7 présente un plan d'approvisionnement et une analyse de rentabilité pour la
2 première année du plan en fonction de la structure retenue pour l'année 2022-2023
3 (scénario 3) et des scénarios alternatifs (scénarios 1 et 2) :

- 4 1. Achat d'une capacité de transport FTLH de 2 211 10³m³/jour de décembre 2022 à
5 mars 2023 à un prix de 4,75 \$/GJ;
- 6 2. Achat d'une capacité de transport FTSH de 2 211 10³m³/jour de décembre 2022 à
7 mars 2023 à un prix de 4,71 \$/GJ;
- 8 3. Achat d'un outil de pointe auprès d'un fournisseur dans le marché secondaire. La
9 capacité quotidienne de cet outil est de 1 715 10³m³/jour et est disponible cinq
10 périodes pendant l'hiver 2022-2023. La prime fixe de cet outil est [REDACTED]
11 [REDACTED]. De plus, un achat d'une capacité de transport FSTH de 496 10³m³/jour
12 de décembre 2022 à mars 2023 à un prix de 4,71 \$/GJ est prévu.

13 Les prix présentés ci-haut pour les scénarios 1 et 2 sont une moyenne des prix obtenus
14 de la part de deux fournisseurs pour la période visée. Cette analyse consiste en une
15 comparaison des plans d'approvisionnement sous chacun des scénarios ainsi qu'en une
16 comparaison des coûts de ceux-ci.

Impact sur le plan d'approvisionnement

17 La première partie de l'annexe 7 (lignes 1 à 28) reprend les grandes lignes de
18 présentation du plan d'approvisionnement, soit : la demande, les outils
19 d'approvisionnement et le débit quotidien d'approvisionnement requis.

Impact sur les coûts d'approvisionnement

20 La seconde partie de l'annexe 7 (lignes 29 à 43) présente une estimation des coûts de
21 ces plans d'approvisionnement. Pour quantifier ces coûts, les hypothèses suivantes ont
22 été utilisées :

- 23 • les prix saisonniers de fourniture présentés au tableau 6 de la section 1.2 de la
24 pièce Énergir-H, Document 2;
- 25 • les tarifs applicables aux différents contrats de transport et entreposage présentés
26 à la section 3; et

- 1 • une évaluation auprès de deux tierces parties, des prix d'achat de capacités de
2 transport.

3 Il est à noter que cette évaluation est sommaire et ne peut se comparer directement au
4 coût de service de la Cause tarifaire 2022-2023 qui inclut des éléments additionnels,
5 comme l'amortissement de différents comptes de frais reportés, les mouvements de
6 trésorerie et les impôts. L'analyse fait également abstraction du prix des achats de
7 fourniture entre les différents services de fourniture d'Énergir et du client. Cette
8 simplification n'a pas d'impact sur le résultat de l'analyse puisque c'est la variation et non
9 le niveau du coût global qui est pertinent.

10 Le scénario 3 est sensiblement moins dispendieux que les scénarios 1 et 2, les
11 économies étant d'environ 32,5 M\$. Énergir a donc retenu le scénario 3 pour le plan
12 d'approvisionnement de l'année 2022-2023.

3.1.4 Coefficient d'utilisation FTLH

13 Le coefficient d'utilisation du transport FTLH/NBJ anticipé pour l'année 2022-2023 est de
14 100 %. Au réel, toutefois, il pourrait survenir des situations où il serait plus avantageux
15 pour la clientèle de ne pas atteindre un tel coefficient d'utilisation. Si cela se produisait,
16 Énergir agirait dans le meilleur intérêt de la clientèle.

3.1.5 Nombre maximum de jours d'interruption

17 Le tableau ci-dessous présente le nombre maximum de jours d'interruption pour
18 l'année 2022-2023, qui sera intégré à la section « Interruptions » du « Service de
19 distribution D₅; Interruptible » des *Conditions de service et Tarif*.

Tableau 7

Somme du volume souscrit en service continu et du volume projeté quotidien en service interruptible			Nombre maximum de jours d'interruption	
Palier D ₅	compris entre m ³ /jour	et m ³ /jour	Volet A	Volet B
5.5	3 000	10 000	53	20
5.6	10 000	30 000	53	20
5.7	30 000	100 000	55	30
5.8	100 000	300 000	55	30
5.9	300 000	et plus	62	30

3.2 PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2026 – SCÉNARIOS DE BASE, HAUT ET BAS

3.2.1 Fourniture de gaz naturel

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

3.2.2 Transport

5 Des déficits d'approvisionnement sont observés pour les deux premières années du plan
 6 d'approvisionnement. Comme mentionné dans la stratégie d'approvisionnement retenue,
 7 Énergir vise principalement à contracter un service de pointe pour combler ces déficits.
 8 Cependant, à l'année 1 (2022-2023), Énergir planifie aussi contracter du transport sur le
 9 marché secondaire pour compléter l'approvisionnement. Pour les deux dernières années
 10 (2024-2025 et 2025-2026), un excédent est prévu. Dans le cas où cet excédent serait
 11 maintenu, alors Énergir pourra en faire la revente sur le marché secondaire.

12 Quant au besoin d'un outil de maintien de fiabilité à la suite de la réservation d'une
 13 capacité d'entreposage par le client GM GNL, le tableau suivant présente, en vertu du
 14 cadre réglementaire actuel¹⁴, la capacité réservée pour l'horizon du plan

¹⁴ À la pièce Énergir-H, Document 7, Énergir propose une modification à la méthodologie entourant l'outil de maintien de la fiabilité à compter de 2022-2023.

1 d'approvisionnement, ainsi que l'impact sur les approvisionnements gaziers. Tout comme
 2 pour l'année 2022-2023, aucun outil de maintien de fiabilité ne serait requis de la part du
 3 client GM GNL sur l'horizon du plan.

Tableau 8

	Capacité réservée d'entreposage 10^6 m^3	Sans réservation à LSR 10^6 m^3	Avec réservation à LSR 10^6 m^3	Outils de maintien de fiabilité $10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$
(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (4) - (3)
Année 2022-2023				
Demande continue en journée de pointe		37 113	37 113	
Besoins pour l'hiver extrême		36 374	36 374	
Outils d'approvisionnement requis	5,0	37 113	37 113	0
Année 2023-2024				
Demande continue en journée de pointe		36 840	36 840	
Besoins pour l'hiver extrême		36 603	36 655	
Outils d'approvisionnement requis	5,0	36 840	36 840	0
Année 2024-2025				
Demande continue en journée de pointe		37 178	37 178	
Besoins pour l'hiver extrême		36 835	36 941	
Outils d'approvisionnement requis	5,0	37 178	37 178	0
Année 2025-2026				
Demande continue en journée de pointe		36 770	36 770	
Besoins pour l'hiver extrême		36 691	36 770	
Outils d'approvisionnement requis	5,0	36 770	36 770	0

4 L'annexe 9 présente les plans d'approvisionnement des scénarios sans et avec
 5 réservation de la capacité d'entreposage LSR par le client GM GNL sur l'horizon du plan.

3.2.3 Équilibrage

6 Énergir prévoit maintenir les capacités d'entreposage sur l'horizon du plan
 7 d'approvisionnement. Le détail des capacités, pour les périodes concernées, se trouve à
 8 l'annexe 9, lignes 30 à 33. Un contrat d'entreposage avec Enbridge Gas (LST116) viendra
 9 à échéance le 31 mars 2023 et Énergir présente, à la pièce Énergir-H, Document 5, les
 10 caractéristiques qu'elle désire faire approuver pour son remplacement.

11 Le volume utile de l'usine LSR pour la clientèle réglementée (daQ) est indiqué à la
 12 ligne 31.

3.2.4 Impact de la température

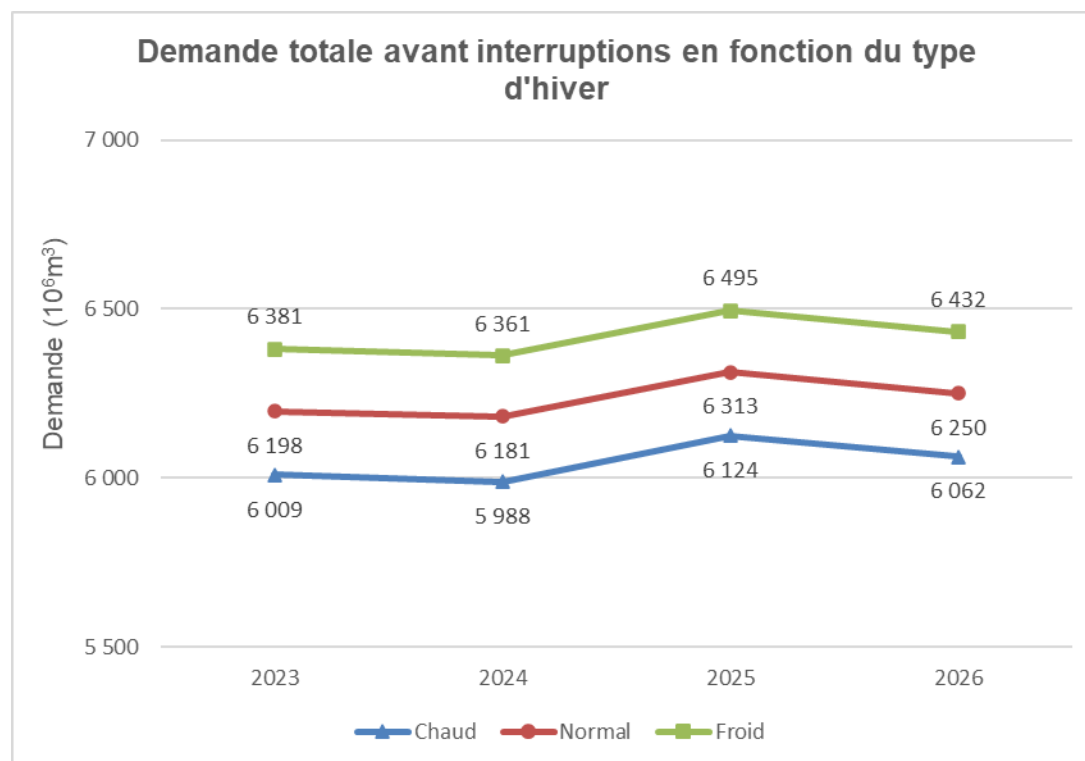
1 Afin d'évaluer l'impact potentiel de la température, Énergir utilisait l'écart annuel total
2 maximal bas et haut observé entre les degrés-jours réels réchauffés depuis 30 ans et les
3 degrés-jours normaux pour l'année tarifaire 2022-2023, évalués en base 13. Pour la
4 Cause tarifaire 2022-2023, Énergir a utilisé une approche probabiliste pour établir les
5 scénarios chauds et froids. Les scénarios chauds et froids utilisés se retrouvent à environ
6 un écart-type du scénario normal en fonction de leur impact sur les outils d'entreposage
7 en franchise.

8 L'impact principal de ce changement de méthodologie est que plutôt que de refroidir ou
9 de réchauffer l'ensemble des journées de l'hiver normal par un facteur constant, des
10 scénarios d'hivers chauds ou froids plus réalistes sont générés dans lesquels la
11 température moyenne est réchauffée. L'effet net est donc plus représentatif de ce qui peut
12 être observé dans un hiver.

13 Ce changement de méthodologie a toutefois peu d'impact sur la demande totale. Ainsi,
14 pour les quatre années du plan d'approvisionnement 2022-2025, une augmentation de la
15 demande en hiver froid de 2,95 % et une diminution de la demande en hiver chaud de
16 3,22 % étaient observées. En utilisant la nouvelle méthodologie, l'augmentation de la
17 demande en hiver froid est de 2,91 % et la diminution de la demande en hiver chaud est
18 de 3,04 %.

19 Voici les variations potentielles de la demande pour ces scénarios pour les quatre années
20 du plan d'approvisionnement 2023-2026 :

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 10. 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 11 présente le plan d'approvisionnement sur un horizon de quatre ans dans le
 6 cas où les livraisons globales de gaz naturel se situeraient au niveau du scénario haut
 7 présenté à la section 4.2 de la pièce Énergir-H, Document 2.

8 Pour toutes les années, des achats de capacités plus importantes que celles projetées au
 9 scénario de base seraient à faire.

3.2.6 Scénario bas

1 L'annexe 12 présente le plan d'approvisionnement sur un horizon de quatre ans dans le
2 cas où les livraisons globales de gaz naturel se situeraient au niveau du scénario bas
3 présenté à la section 4.3 de la pièce Énergir-H, Document 2.

4 Pour les trois dernières années du plan d'approvisionnement, l'impact d'un scénario bas
5 se mesure par des capacités de transport excédentaires comparativement au scénario de
6 base. Des ventes de capacités de transport seraient requises (ligne 53 de l'annexe 12),
7 pour les trois dernières années.

3.3 RISQUE DÉCOULANT DES DIFFÉRENTES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT

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

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

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

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

4 REVENUS D'OPTIMISATION PRÉVUS

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

4.1 TRANSACTIONS OPÉRATIONNELLES

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

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

22 Les revenus d'optimisation résultant des différentes transactions opérationnelles prévues à la
23 Cause tarifaire 2022-2023 sont présentés dans les sous-sections ci-dessous.

4.1.1 Vente de transport a priori

24 L'année 2022-2023 du plan d'approvisionnement ne prévoit pas de vente de transport
25 a priori puisque cette année est en déficit d'approvisionnement.

4.1.2 Vente de transport non utilisé

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

4.2 TRANSACTIONS FINANCIÈRES

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

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

CONCLUSION

1 Énergir a présenté son plan d'approvisionnement couvrant les années 2023 à 2026
2 conformément au Règlement.

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

6 Sur l'horizon du plan 2023-2026, Énergir détient une structure d'approvisionnement rapprochée
7 de son territoire.

8 **Énergir demande à la Régie :**

- 9
- 10 • **d'approuver son plan d'approvisionnement pour les années 2023-2026, incluant le**
présent contexte et la présente stratégie d'approvisionnement;
 - 11 • **d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des informations déposées**
12 **sous pli confidentiel.**

ACHATS EN GAZ NATUREL RENOUVELABLE - Ville de Saint-Hyacinthe
du 1er octobre 2021 au 31 janvier 2022

	Date de transaction	Date de début	Date de fin	Nomination d'injection <i>m³</i>	Injection réelle <i>m³</i>	Surplus / déficit d'injection <i>m³</i>	Volume quotidien <i>m³</i>	Coût total GNR livré en franchise \$
1	2021-09-30	2021-10-01	2021-10-01	10821	13 777	2 956	13 777	5 993
2	2021-10-01	2021-10-02	2021-10-02	10821	12 035	1 214	12 035	5 235
3	2021-10-02	2021-10-03	2021-10-03	10821	2 270	-8 551	2 270	987
4	2021-10-03	2021-10-04	2021-10-04	10821	10 135	-686	10 135	4 409
5	2021-10-04	2021-10-05	2021-10-05	10821	12 088	1 267	12 088	5 258
6	2021-10-05	2021-10-06	2021-10-06	10821	15 255	4 434	15 255	6 636
7	2021-10-06	2021-10-07	2021-10-07	10821	13 434	2 613	13 434	5 844
8	2021-10-07	2021-10-08	2021-10-08	12404	8 234	-4 170	8 234	3 582
9	2021-10-08	2021-10-09	2021-10-09	11876	12 774	898	12 774	5 556
10	2021-10-09	2021-10-10	2021-10-10	11876	11 190	-686	11 190	4 867
11	2021-10-10	2021-10-11	2021-10-11	11876	10 161	-1 715	10 161	4 420
12	2021-10-11	2021-10-12	2021-10-12	11876	9 871	-2 005	9 871	4 294
13	2021-10-12	2021-10-13	2021-10-13	11876	4 698	-7 178	4 698	2 044
14	2021-10-13	2021-10-14	2021-10-14	11876	0	-11 876	0	0
15	2021-10-14	2021-10-15	2021-10-15	11876	0	-11 876	0	0
16	2021-10-15	2021-10-16	2021-10-16	11876	0	-11 876	0	0
17	2021-10-16	2021-10-17	2021-10-17	11876	1 874	-10 002	1 874	815
18	2021-10-17	2021-10-18	2021-10-18	11876	17 287	5 411	17 287	7 519
19	2021-10-18	2021-10-19	2021-10-19	11876	13 724	1 848	13 724	5 970
20	2021-10-19	2021-10-20	2021-10-20	12932	14 067	1 135	14 067	6 119
21	2021-10-20	2021-10-21	2021-10-21	14780	14 146	-634	14 146	6 153
22	2021-10-21	2021-10-22	2021-10-22	11876	11 903	27	11 903	5 178
23	2021-10-22	2021-10-23	2021-10-23	11876	14 832	2 956	14 832	6 452
24	2021-10-23	2021-10-24	2021-10-24	11876	13 935	2 059	13 935	6 061
25	2021-10-24	2021-10-25	2021-10-25	15044	15 624	580	15 624	6 796
26	2021-10-25	2021-10-26	2021-10-26	15307	15 519	212	15 519	6 750
27	2021-10-26	2021-10-27	2021-10-27	11876	19 108	7 232	19 108	8 312
28	2021-10-27	2021-10-28	2021-10-28	17947	23 436	5 489	23 436	10 194
29	2021-10-28	2021-10-29	2021-10-29	22961	23 595	634	23 595	10 263
30	2021-10-29	2021-10-30	2021-10-30	20850	19 372	-1 478	19 372	8 426
31	2021-10-30	2021-10-31	2021-10-31	11876	15 862	3 986	15 862	6 900
32	2021-10-31	2021-11-01	2021-11-01	15835	15 545	-290	15 545	6 762
33	2021-11-01	2021-11-02	2021-11-02	15835	16 073	238	16 073	6 991
34	2021-11-02	2021-11-03	2021-11-03	17947	16 310	-1 637	16 310	7 095
35	2021-11-03	2021-11-04	2021-11-04	0	713	713	713	310
36	2021-11-04	2021-11-05	2021-11-05	15835	264	-15 571	264	115
37	2021-11-05	2021-11-06	2021-11-06	15835	686	-15 149	686	298
38	2021-11-06	2021-11-07	2021-11-07	15835	13 988	-1 847	13 988	6 085
39	2021-11-07	2021-11-08	2021-11-08	11349	13 698	2 349	13 698	5 958
40	2021-11-08	2021-11-09	2021-11-09	17947	19 979	2 032	19 979	8 690
41	2021-11-09	2021-11-10	2021-11-10	21906	21 668	-238	21 668	9 425
42	2021-11-10	2021-11-11	2021-11-11	22433	25 099	2 666	25 099	10 918
43	2021-11-11	2021-11-12	2021-11-12	26392	22 856	-3 536	22 856	9 942
44	2021-11-12	2021-11-13	2021-11-13	22433	20 216	-2 217	20 216	8 794
45	2021-11-13	2021-11-14	2021-11-14	19794	18 448	-1 346	18 448	8 025
46	2021-11-14	2021-11-15	2021-11-15	19794	20 718	924	20 718	9 012
47	2021-11-15	2021-11-16	2021-11-16	22433	20 903	-1 530	20 903	9 092
48	2021-11-16	2021-11-17	2021-11-17	22433	20 322	-2 111	20 322	8 840
49	2021-11-17	2021-11-18	2021-11-18	22433	16 178	-6 255	16 178	7 037
50	2021-11-18	2021-11-19	2021-11-19	22433	21 589	-844	21 589	9 391
51	2021-11-19	2021-11-20	2021-11-20	22433	11 428	-11 005	11 428	4 971
52	2021-11-20	2021-11-21	2021-11-21	22433	12 220	-10 213	12 220	5 315
53	2021-11-21	2021-11-22	2021-11-22	13988	12 114	-1 874	12 114	5 269
54	2021-11-22	2021-11-23	2021-11-23	12404	14 410	2 006	14 410	6 268
55	2021-11-23	2021-11-24	2021-11-24	15307	18 448	3 141	18 448	8 025
56	2021-11-24	2021-11-25	2021-11-25	19002	17 208	-1 794	17 208	7 485
57	2021-11-25	2021-11-26	2021-11-26	17419	15 360	-2 059	15 360	6 681
58	2021-11-26	2021-11-27	2021-11-27	10029	11 797	1 768	11 797	5 131
59	2021-11-27	2021-11-28	2021-11-28	9897	11 111	1 214	11 111	4 833
60	2021-11-28	2021-11-29	2021-11-29	11876	11 138	-738	11 138	4 845

Énergir, s.e.c.
Cause tarifaire 2022-2023, R-4177-2021

61	2021-11-29	2021-11-30	2021-11-30	15044	13 038	-2 006	13 038	5 671
62	2021-11-30	2021-12-01	2021-12-01	5991	3 827	-2 164	3 827	1 665
63	2021-12-01	2021-12-02	2021-12-02	10557	11 613	1 056	11 613	5 051
64	2021-12-02	2021-12-03	2021-12-03	12404	12 668	264	12 668	5 510
65	2021-12-03	2021-12-04	2021-12-04	12404	12 378	-26	12 378	5 384
66	2021-12-04	2021-12-05	2021-12-05	11876	11 269	-607	11 269	4 902
67	2021-12-05	2021-12-06	2021-12-06	9237	11 032	1 795	11 032	4 799
68	2021-12-06	2021-12-07	2021-12-07	11481	11 296	-185	11 296	4 914
69	2021-12-07	2021-12-08	2021-12-08	11349	1 689	-9 660	1 689	735
70	2021-12-08	2021-12-09	2021-12-09	0	0	0	0	0
71	2021-12-09	2021-12-10	2021-12-10	11876	0	-11 876	0	0
72	2021-12-10	2021-12-11	2021-12-11	0	0	0	0	0
73	2021-12-11	2021-12-12	2021-12-12	0	0	0	0	0
74	2021-12-12	2021-12-13	2021-12-13	0	0	0	0	0
75	2021-12-13	2021-12-14	2021-12-14	0	0	0	0	0
76	2021-12-14	2021-12-15	2021-12-15	0	0	0	0	0
77	2021-12-15	2021-12-16	2021-12-16	0	0	0	0	0
78	2021-12-16	2021-12-17	2021-12-17	0	4 671	4 671	4 671	2 032
79	2021-12-17	2021-12-18	2021-12-18	0	0	0	0	0
80	2021-12-18	2021-12-19	2021-12-19	0	0	0	0	0
81	2021-12-19	2021-12-20	2021-12-20	0	0	0	0	0
82	2021-12-20	2021-12-21	2021-12-21	12932	13 302	370	13 302	5 786
83	2021-12-21	2021-12-22	2021-12-22	16627	6 994	-9 633	6 994	3 042
84	2021-12-22	2021-12-23	2021-12-23	16627	0	-16 627	0	0
85	2021-12-23	2021-12-24	2021-12-24	0	0	0	0	0
86	2021-12-24	2021-12-25	2021-12-25	0	0	0	0	0
87	2021-12-25	2021-12-26	2021-12-26	0	0	0	0	0
88	2021-12-26	2021-12-27	2021-12-27	0	0	0	0	0
89	2021-12-27	2021-12-28	2021-12-28	0	0	0	0	0
90	2021-12-28	2021-12-29	2021-12-29	0	713	713	713	310
91	2021-12-29	2021-12-30	2021-12-30	16627	12 246	-4 381	12 246	5 327
92	2021-12-30	2021-12-31	2021-12-31	16627	14 595	-2 032	14 595	6 349
93	2021-12-31	2022-01-01	2022-01-01	10821	6 941	-3 880	6 941	3 019
94	2022-01-01	2022-01-02	2022-01-02	9897	5 278	-4 619	5 278	2 296
95	2022-01-02	2022-01-03	2022-01-03	0	0	0	0	0
96	2022-01-03	2022-01-04	2022-01-04	0	0	0	0	0
97	2022-01-04	2022-01-05	2022-01-05	9897	11 956	2 059	11 956	5 201
98	2022-01-05	2022-01-06	2022-01-06	14780	13 354	-1 426	13 354	5 809
99	2022-01-06	2022-01-07	2022-01-07	17947	17 392	-555	17 392	7 565
100	2022-01-07	2022-01-08	2022-01-08	14780	3 537	-11 243	3 537	1 539
101	2022-01-08	2022-01-09	2022-01-09	0	0	0	0	0
102	2022-01-09	2022-01-10	2022-01-10	0	0	0	0	0
103	2022-01-10	2022-01-11	2022-01-11	0	0	0	0	0
104	2022-01-11	2022-01-12	2022-01-12	0	0	0	0	0
105	2022-01-12	2022-01-13	2022-01-13	0	0	0	0	0
106	2022-01-13	2022-01-14	2022-01-14	0	0	0	0	0
107	2022-01-14	2022-01-15	2022-01-15	0	0	0	0	0
108	2022-01-15	2022-01-16	2022-01-16	0	0	0	0	0
109	2022-01-16	2022-01-17	2022-01-17	0	0	0	0	0
110	2022-01-17	2022-01-18	2022-01-18	0	0	0	0	0
111	2022-01-18	2022-01-19	2022-01-19	0	0	0	0	0
112	2022-01-19	2022-01-20	2022-01-20	0	0	0	0	0
113	2022-01-20	2022-01-21	2022-01-21	0	0	0	0	0
114	2022-01-21	2022-01-22	2022-01-22	0	0	0	0	0
115	2022-01-22	2022-01-23	2022-01-23	0	0	0	0	0
116	2022-01-23	2022-01-24	2022-01-24	0	0	0	0	0
117	2022-01-24	2022-01-25	2022-01-25	0	0	0	0	0
118	2022-01-25	2022-01-26	2022-01-26	0	0	0	0	0
119	2022-01-26	2022-01-27	2022-01-27	0	0	0	0	0
120	2022-01-27	2022-01-28	2022-01-28	0	0	0	0	0
121	2022-01-28	2022-01-29	2022-01-29	0	0	0	0	0
122	2022-01-29	2022-01-30	2022-01-30	0	0	0	0	0
123	2022-01-30	2022-01-31	2022-01-31	0	0	0	0	0

**CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS
FOURNITURE DE GAZ NATUREL**

	Point de livraison	Échéance	Volume quotidien (10 ³ m ³ /jour)	Période d'achat		Indice d'achat	Volume annuel (10 ⁶ m ³)	Total contracté Qté / % du visé (10 ⁶ m ³)	Total visé 2023 (10 ⁶ m ³)
				Début (4)	Fin (5)				
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1	Empress	2022-10-31	1 056	2022-10-01	2022-10-31	5A	32	4%	819
2							TOTAL - Empress		
3	Dawn	2023-03-31	1 056	2022-11-01	2023-03-31	Dawn	158	11%	1 396
4							TOTAL - Dawn		
5	Territoire d'Énergir	VSH	0	2022-10-01	2023-09-30	Dawn	9	25%	36
6		2037-03-31							
7		GNR (autres)							
8	TOTAL - Territoire Énergir						100,0%		
9									
10	Volume total annuel (10⁶m³) :							225,9	2 251
11								10,04%	

ACHATS DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL PROJETÉS - ANNÉE 2022-2023*

	Dawn			Empress			Territoire d'Énergir			Achats totaux			
	À contracter d'avance	En attente	Total	À contracter d'avance	En attente	Total	À contracter d'avance	En attente	Total	À contracter d'avance	En attente	Total	% à contracter d'avance
	$10^6 m^3$	$10^6 m^3$	$10^6 m^3$	$10^6 m^3$	$10^6 m^3$	$10^6 m^3$	$10^6 m^3$	$10^6 m^3$	$10^6 m^3$	$10^6 m^3$	$10^6 m^3$	$10^6 m^3$	
oct-22	33	33	67	47	23	70	3,0	0,0	3,0	83	56	139	6,2%
nov-22	88	88	176	30	37	67	2,9	0,0	2,9	121	125	246	11,0%
déc-22	145	48	193	31	38	70	3,0	0,0	3,0	179	87	266	11,8%
janv-23	198	66	265	31	38	70	3,0	0,0	3,0	233	104	337	15,0%
févr-23	180	60	240	28	35	63	2,7	0,0	2,7	211	95	306	13,6%
mars-23	170	57	227	31	38	70	3,0	0,0	3,0	204	95	299	13,3%
avr-23	41	76	117	24	44	67	2,9	0,0	2,9	68	120	188	8,3%
mai-23	0	20	20	24	45	70	3,0	0,0	3,0	27	66	93	4,1%
juin-23	0	19	19	24	44	67	2,9	0,0	2,9	26	63	89	4,0%
juil-23	0	19	19	24	45	70	3,2	0,0	3,2	28	64	92	4,1%
août-23	0	26	26	24	45	70	3,2	0,0	3,2	28	71	98	4,4%
sept-23	0	27	27	24	44	67	3,1	0,0	3,1	27	70	97	4,3%
Total	856	540	1 396	343	476	819	36	0	36	1 235	1 016	2 251	
Prorata du total			62,0%			36,4%			1,6%	54,9%	45,1%		

* Basé sur le plan d'hiver chaud.

**CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS
TRANSPORT**

	Segment (1)	Transporteur (service) (2)	Échéance (3)	Débit total Année 2023 (10 ⁶ m ³ /an) (4)	Débit quotidien					Modalité contractuelle (11)	Note (12)
					2022-10-01 (10 ³ m ³ /jour) (5)	2022-11-01 (10 ³ m ³ /jour) (6)	2023-11-01 (10 ³ m ³ /jour) (7)	2024-11-01 (10 ³ m ³ /jour) (8)	2025-11-01 (10 ³ m ³ /jour) (10)		
1	Empress-NBJ	TCPL (LTFP)	2030-12-31	703	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	2	
2			2030-12-31	96	264	264	264	264	264	2	
3			2030-12-31	19	53	53	53	53	53	2	
4			<i>sous-tot.</i>		<i>819</i>	<i>2 243</i>	<i>2 243</i>	<i>2 243</i>	<i>2 243</i>	<i>2 243</i>	
5	NBJ-Energir EDA	TCPL (LTFP)	2030-12-31	703	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	2	
6			<i>sous-tot.</i>		<i>703</i>	<i>1 927</i>	<i>1 927</i>	<i>1 927</i>	<i>1 927</i>		
7	NBJ-Energir NDA	TCPL (LTFP)	2030-12-31	19	53	53	53	53	53	2	
8			2030-12-31	96	264	264	264	264	264	2	
9			<i>sous-tot.</i>		<i>116</i>	<i>317</i>	<i>317</i>	<i>317</i>	<i>317</i>	<i>317</i>	
10	Dawn-Energir EDA	TCPL (FTSH)	2026-10-31	482	1 320	1 320	1 320	1 320	1 320	1	
11			2026-10-31	318	872	872	872	872	872	1	
12			<i>Sous-total</i>		<i>800</i>	<i>2 192</i>	<i>2 192</i>	<i>2 192</i>	<i>2 192</i>	<i>2 192</i>	
13		Tierce partie		2022-10-31	260	711	0	0	0	0	3
14	2026-10-31			790	2 164	2 164	2 164	0	0	4	
15			<i>Sous-total</i>	<i>1 050</i>	<i>2 875</i>	<i>2 164</i>	<i>2 164</i>	<i>0</i>	<i>0</i>		
16	Parkway-Energir EDA	TCPL (STS)	2026-10-31	433	1 188	1 188	1 188	1 188	1 188	1	
17			2026-10-31	247	676	676	676	676	676	1	
18			2026-10-31	1 209	3 313	3 313	3 313	3 313	3 313	1	
19			2026-10-31	193	528	528	528	528	528	1	
20		<i>Sous-total</i>		<i>2 082</i>	<i>5 705</i>	<i>5 705</i>	<i>5 705</i>	<i>5 705</i>	<i>5 705</i>		
21	Tierce partie		2026-10-31	626	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1	
22			2031-10-31	2 304	6 312	6 312	6 312	6 312	6 312	1	
23			2031-10-31	376	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029	1	
24			2031-10-31	188	515	515	515	515	515	1	
25			2031-10-31	819	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	1	
26			2032-10-31	349	955	955	955	955	955	1	
27	2040-10-31	201	602	602	602	602	602	1			
28	<i>Sous-total</i>		<i>4 862</i>	<i>13 372</i>	<i>13 372</i>	<i>13 372</i>	<i>13 372</i>	<i>13 372</i>			
29	Parkway-Energir NDA	TCPL (FTSH)	2031-10-31	148	405	405	405	405	405	1	1918-08-23
30			<i>Sous-total</i>		<i>148</i>	<i>405</i>	<i>405</i>	<i>405</i>	<i>405</i>	<i>405</i>	
31	Dawn-Parkway	Enbridge Gas (M12)	2027-10-31	626	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	5	
32			2025-03-31	504	1 381	1 381	1 381	0	0	5	
33			2025-03-31	221	605	605	605	0	0	5	
34			2025-10-31	2 483	6 803	6 803	6 803	6 803	0	5	
35			2031-10-31	381	1 043	1 043	1 043	1 043	1 043	5	
36			2031-10-31	190	521	521	521	521	521	5	
37			2031-10-31	825	2 261	2 261	2 261	2 261	2 261	5	
38			2032-10-31	353	968	968	968	968	968	5	
39		<i>Sous-total</i>		<i>5 584</i>	<i>15 298</i>	<i>15 298</i>	<i>15 298</i>	<i>13 312</i>	<i>6 509</i>		
40		Tierce partie		2023-10-31	540	1 479	1 479	0	0	0	
41	2024-03-31			855	2 342	2 342	2 342	0	0		1
42	<i>Sous-total</i>		<i>1 394</i>	<i>3 820</i>	<i>3 820</i>	<i>2 342</i>	<i>0</i>	<i>0</i>			

MODALITÉ CONTRACTUELLE

1. Droit de renouvellement annuel avec préavis de 2 ans.
2. Pas de modalité de renouvellement.
3. Possibilité de prolongation avec préavis avant le 30 avril 2019 ou suite à une demande de prolongation de contrat de TCPL. Non renouvelé.
4. Possibilité de prolongation d'un an avec préavis avant le 28 février 2023.
5. Préavis de 2 ans pour ne pas renouveler, sinon renouvellement automatique pour 1 an.

NOTE

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

TARIFS DE TRANSPORT : TCPL ET ENBRIDGE GAS

TCPL ¹		Au 1 ^{er} janvier 2022			
		\$/GJ/mois (1)	\$/GJ (2)	¢/m ³ (3)	
1	FTLH Empress - North Bay Junction - Energir EDA	Prime fixe	44,6882	1,4692	5,567
2	FTLH Empress - North Bay Junction - Energir NDA	Prime fixe	32,1535	1,0571	4,005
3	FTSH Dawn - Energir EDA	Prime fixe	21,3069	0,7005	2,654
4	<i>Surcharge point de réception Union Dawn</i>		0,1314	0,0043	0,016
5	Total		21,4382	0,7048	2,671
6	FTSH Parkway - Energir EDA	Prime fixe	16,5102	0,5428	2,057
7	FTSH Parkway - Energir NDA	Prime fixe	14,3810	0,4728	1,791
8	STS Parkway - Energir EDA/NDA	Prime fixe	16,5102	0,5428	2,057
ENBRIDGE GAS ¹		Au 1 ^{er} janvier 2022			
		\$/GJ/mois (1)	\$/GJ (2)	¢/m ³ (3)	
9	M12 Dawn à Parkway	Prime fixe	3,689	0,1213	0,460
10		Prime variable		0,0030	0,011
11		Prime variable pour excédent		0,121	0,458

¹ Tous les taux à 100 % CU.

RATIOS PROJÉTÉS DE GAZ DE COMPRESSION

TCPL		Projection 2023
1	FTLH Empress-Energir EDA	3,97%
2	FTLH Empress-Energir NDA	3,12%
3	FTLH Empress-Dawn	3,46%
4	FTSH Dawn-Energir EDA	1,23%
5	FTSH Parkway-Energir EDA	0,96%
6	FTSH Parkway-Energir NDA	0,78%
7	STS Parkway-Energir EDA	0,96%
Enbridge Gas		Tarif M12 Dawn à Parkway
8	Octobre	0,780%
9	Novembre	0,930%
10	Décembre	1,053%
11	Janvier	1,212%
12	Février	1,151%
13	Mars	1,075%
14	Avril	0,914%
15	Mai	0,650%
16	Juin	0,543%
17	Juillet	0,528%
18	Août	0,420%
19	Septembre	0,416%

CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS
Entreposage

	Fournisseur	Contrat	Échéance	Capacité (10 ⁹ m ³) (4)	Critère de retrait selon le niveau d'inventaire (5)	Capacité maximale de retrait (10 ⁹ m ³ /jour) (6)	Critère d'injection selon le niveau d'inventaire (7)	Capacité maximale d'injection (10 ⁹ m ³ /jour) (8)			
1	Enbridge Gas	LST 116	2023-03-31	56 083		673		841			
2						449		841			
3		LST 151	2025-03-31	201 125		2 414		3 017			
4						1 609		3 017			
5		LST 133	2024-03-31	44 378		533		666			
6						355		666			
7		ASN 006	n/a	Note 1	0						
8										Total	301 586
9					< 76 085	2 413	< 228 256	4 524			
10	Intragaz PdL *		2023-04-30	36 600	[entre ; et] [33 567 ; 36 600]	1 600	[entre ; et] [0 ; 10 980]	2 400			
11						1 533		[10 980 ; 21 960]	1 500		
12						1 467		[21 960 ; 25 620]	1 250		
13						1 400		[25 620 ; 29 280]	1 000		
14						1 267		[29 280 ; 31 110]	800		
15						1 133		[31 110 ; 32 940]	500		
16						1 000		[32 940 ; 36 600]	150		
17						800					
18						500					
19	200										
20	Intragaz Saint-Flavien *		2023-04-30	120 000	entre ; et 2022-12-01 et 2022-12-22	1 200	entre ; et / # jours 2023-05-04 et 2023-05-13 / 10	910			
21						0		2023-05-13 et 2023-06-01 / 20	820		
22						1 520		2023-06-02 et 2023-06-02 / 1	0		
23						1 200		2023-06-03 et 2023-06-22 / 20	780		
24						1 050		2023-06-23 et 2023-06-23 / 1	0		
25						940		2023-06-24 et 2023-07-14 / 21	715		
26						800		2023-07-15 et 2023-08-04 / 21	650		
27						635		2023-08-05 et 2023-08-25 / 21	595		
28								2023-08-26 et 2023-08-26 / 1	0		
29								2023-08-27 et 2023-09-15 / 19	540		
30	LSR *	Capacité totale		59 400	n/a	5 806	Liquéfaction brute	330			
31								Capacité utile	58 600	Liquéfaction nette	297
32								Activité réglementée	53 600		
33		Client GM GNL	5 000								
34											

* Pouvoir calorifique de 37,89 MJ/m³.

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

**TARIFS D'ENTREPOSAGE : ENBRIDGE GAS ET INTRAGAZ
ET RATIOS PROJÉTÉS DE GAZ DE COMPRESSION**

ENBRIDGE GAS		000 \$	\$/10 ³ m ³
Prime fixe sur la capacité contractuelle			
1	LST 116		35,238
2	LST 151		
3	LST 133		31,070
4	ASN 006	0,000	
5	Prime variable (retrait et injection)		0,227
6	Prime variable (retrait et injection excédentaire)		1,553
Ratio de gaz de compression			
7	Retrait et injection	0,60%	
8	Retrait et injection excédentaire	1,03%	
INTRAGAZ - POINTE-DU-LAC		\$/10 ³ m ³ /mois	\$/10 ³ m ³
9	Prime de réservation	11,951	143,408
10	Prime de souscription	82,683	992,195
11	Cavalier tarifaire	\$/année -1 045 033	
12	Gaz de compression maximum	4,00%	
Ratios projetés de gaz de compression			
13	Retrait	3,50%	
14	Injection	0,20%	
INTRAGAZ - SAINT-FLAVIEN		\$/10 ³ m ³ /mois	\$/10 ³ m ³
15	Prime variable - injection	8,624	103,484
16	Prime variable - retrait		1,685
17			0,281
18	Cavalier tarifaire	\$/année -255 800	
Ratios projetés de gaz de compression			
19	Retrait	0,80%	
20	Injection	1,60%	

ANNEXE 5

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 Cause
4 tarifaire 2022-2023;
- 5 • l'évolution de la demande continue en journée de pointe entre la Cause tarifaire
6 2021-2022 et la Cause tarifaire 2022-2023;
- 7 • le détail des calculs des facteurs d'ajustement appliqués sur les résultats de la régression
8 pour refléter l'année témoin selon l'année de référence ainsi que pour les trois années
9 précédant l'année témoin; et
- 10 • la projection de volume pour une journée comportant 39 degrés-jour (DJ), 37 DJ pour le
11 jour précédent et un vent moyen de 15 km/h sur la base des paramètres de la régression
12 utilisée dans le calcul de la journée de pointe.

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

- 15 • le détail de l'établissement du débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême pour la
16 Cause tarifaire 2022-2023; et
- 17 • l'évolution des besoins en hiver extrême entre la Cause tarifaire 2021-2022 et la Cause
18 tarifaire 2022-2023.

1 ÉTABLISSEMENT DE LA JOURNÉE DE POINTE

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

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

- 21 • la demande de la journée de pointe pour les clients continus, excluant les clients en
22 combinaison tarifaire, les clients aux paliers 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en combinaison

1 tarifaire et le client biogaz en réseau dédié (clients visés par la régression), en fonction
2 d'une régression linéaire; et

- 3 • la demande en journée de pointe des clients exclus de la régression.

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

1.1.1 Demande de la journée de pointe pour l'année 2022-2023 des clients au service continu visés par la régression

7 Les étapes sont les suivantes :

- 8 • Établissement des paramètres de la régression linéaire : une régression linéaire
9 est appliquée à la demande quotidienne réelle observée pour les clients au service
10 continu, excluant les clients en combinaison tarifaire et les clients aux paliers 4.9
11 et 4.10 qui ne sont pas en combinaison tarifaire. Compte tenu des effets du
12 contexte sanitaire sur la demande durant l'année financière 2020-2021, la
13 demande de l'hiver 2019-2020 (du 1^{er} novembre 2019 au 31 mars 2020) est
14 retenue pour le calcul de la journée de pointe de l'année 2022-2023;
- 15 • Établissement de la journée de pointe la plus froide au cours de 30 dernières
16 années : les paramètres D_{Jt} , D_{Jt-1} et $D_{Jt}X_{Vt}$ de la régression linéaire, établis au
17 point 1, sont appliqués aux différentes combinaisons des variables climatiques
18 réchauffées pour chaque journée des 30 dernières années. La combinaison D_{Jt} ,
19 D_{Jt-1} et $D_{Jt}X_{Vt}$, générant le volume maximal sur cette période, définit la journée de
20 pointe ainsi que les paramètres d'évaluation de cette journée;
- 21 • Évaluation de la demande de la journée de pointe pour les clients visés par la
22 régression : le produit des paramètres de la régression linéaire établis au point 1,
23 et des paramètres de la journée de pointe établis au point 2, augmenté du facteur
24 de base « Constante et Jour de semaine » résultant de la régression; et
- 25 • Évaluation de la demande de la journée de pointe de l'année 2022-2023, pour les
26 clients visés par la régression : un facteur d'ajustement est appliqué au calcul
27 effectué au point 3 pour refléter la demande prévue à la Cause tarifaire 2022-2023.
28 Cet ajustement est évalué en comparant la demande des mois d'hiver prévue à la

1 cause tarifaire avec la demande découlant de l'application de la régression linéaire
2 aux variables climatiques normales de la cause.

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

3 Les étapes sont les suivantes :

- 4 • La somme des volumes souscrits des clients en combinaison tarifaire est
5 considérée;
- 6 • La somme des volumes maximums des clients au service continu aux paliers 4.9
7 et 4.10 qui ne sont pas en combinaison tarifaire, observés et ajustés pour refléter
8 la projection à l'année témoin, est utilisée; et
- 9 • Le volume mensuel des mois d'hiver du client biogaz en réseau dédié est
10 considéré.

11 Le Tableau 1 ci-dessous présente l'évaluation de la demande continue pour les cinq
12 journées historiquement les plus froides depuis 30 ans en fonction des paramètres de la
13 journée de pointe. **La journée du 15 janvier 2004 est identifiée comme la journée de**
14 **pointe historique des 30 dernières années, avec un volume projeté de 37 113 10³m³.**

Tableau 1

Élément	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation - 5 jours les plus froids				
		Base 13 et températures réchauffées				
Date		2004-01-15	1994-01-15	2014-01-02	2016-02-13	2004-01-14
Base (10 ³ m ³ /jour)	14 198,31					
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	416,94	36,60	39,80	37,09	37,83	39,17
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	110,02	39,17	27,65	35,72	25,93	34,47
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ / DJxkm/h)	2,90	1 154,86	1 019,87	881,95	970,20	452,50
Volume projeté (10 ³ m ³)		37 113	36 787	36 149	35 637	35 634

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 2021-2022 ET LA CAUSE TARIFAIRE 2022-2023

1 Le Tableau 2 présente le calcul détaillé de la demande continue en journée de pointe ainsi
2 que l'évolution de celle-ci entre la Cause tarifaire 2021-2022 et la Cause tarifaire 2022-2023.
3 L'explication des écarts entre la projection de la demande continue en journée de pointe de
4 la Cause tarifaire 2021-2022 et celle de la Cause tarifaire 2022-2023 est également
5 présentée.

6 Comme le paramètre « mois » n'est plus utilisé, et comme mentionné dans la Cause tarifaire
7 2019-2020¹, l'information pour la journée de pointe est présentée pour l'ensemble de l'hiver
8 plutôt que par mois.

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

Tableau 2

ÉVOLUTION DE LA DEMANDE PROJETÉE EN JOURNÉE DE POINTE POUR LA CAUSE TARIFAIRE 2022-2023

1 - Cause 2021-2022		Décembre à Mars	Commentaires
Demande normale projetée (10³m³)			
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	2 225 780	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	352 921	
3	Clients 4.9 et 4.10	192 337	
4	Client biogaz en réseau dédié	11 412	
5	Autres	16 044	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>			
6	Année de régression	2019-2020	Année utilisée à la Cause 2021-2022
7	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)		
8	Base	8 411	
9	DJt	402	
10	DJt-1	106	
11	DJtxDVt	3	
12	Paramètres journée de pointe		
13	DJt	36,49	Paramètres utilisés à la Cause 2021-2022 réchauffés
14	DJt-1	39,37	
15	DJtxDVt	1 245,36	
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)			
16	Pointe selon formule de régression	30 724	
17	Ajustement pour la demande 2021-2022	1,022	
18	Pointe clients continus purs et Autres	31 387	
19	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 469	
20	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
21	Client biogaz en réseau dédié	97	
22	Journée de pointe = maximum	36 875	
<hr style="border-top: 1px solid black;"/>			
2 - Cause 2021-2022 - Changement de l'année de référence pour la régression			
23	Année de régression	2019-2020	Année utilisée à la Cause 2022-2023
24	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)		
25	Base	8 472	
26	DJt	403	Redressement de clients
27	DJt-1	106	
28	DJtxDVt	3	
29	Paramètres journée de pointe		
30	DJt	36,49	Paramètres utilisés à la Cause 2021-2022 réchauffés
31	DJt-1	39,37	
32	DJtxDVt	1 245,36	
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)			
33	Pointe selon formule de régression	30 844	
34	Ajustement pour la demande 2021-2022	1,022	
35	Pointe clients continus purs et Autres	31 510	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 469	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	97	
39	Journée de pointe = maximum	36 997	
40	Variation de la pointe - Paramètres de la régression	122	Impact des paramètres de la régression 2022-2023 (I.39 - I.22)

Tableau 2 – suite

3 - Cause 2021-2022 - Changement de l'année de référence pour les paramètres de la journée de pointe			
41	Année de régression	2019-2020	Année utilisée à la Cause 2022-2023
42	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)		
43	Base	8 472	
44	DJt	403	
45	DJt-1	106	
46	DJtxDVt	3	
47	Paramètres journée de pointe		
48	DJt	36,60	Redressement de l'historique de température et pondération des régions
49	DJt-1	39,17	
50	DJtxDVt	1 154,86	
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)			
51	Pointe selon formule de régression	30 614	
52	Ajustement pour la demande 2021-2022	1,022	
53	Pointe clients continus purs et Autres	31 275	
54	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 469	
55	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
56	Client biogaz en réseau dédié	97	
57	Journée de pointe = maximum	36 762	
58	Variation de la pointe - Paramètres de la journée de pointe	-235	Impact des paramètres de la journée de pointe 2022-2023 (I.57 - I.39)
4 - Cause Tarifaire 2022-2023			
		Décembre à Mars	
Demande normale projetée (10³m³)			
59	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	2 251 119	
60	Clients continus en combinaison tarifaire	376 011	
61	Clients 4.9 et 4.10	192 337	
62	Client biogaz en réseau dédié	11 412	
63	Autres	14 644	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie

64	Année de régression	2019-2020	Année utilisée à la Cause 2022-2023
65	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)		
66	Base	8 472	
67	DJt	403	
68	DJt-1	106	
69	DJtxDVt	3	
70	Paramètres journée de pointe		
71	DJt	36,60	Paramètres utilisés à la Cause 2022-2023 réchauffés
72	DJt-1	39,17	
73	DJtxDVt	1 154,86	
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)			
74	Pointe selon formule de régression	30 614	
75	Ajustement pour la demande 2022-2023	1,035	
76	Pointe clients continus purs et Autres	31 683	
77	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 412	
78	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
79	Client biogaz en réseau dédié	97	
80	Journée de pointe = maximum	37 113	
81	Variation de la pointe - Demande 2022-2023	351	Impact de la variation de la demande 2022-2023 (I.80 - I.57)
82	Sommaire des variations		
83	Impact du changement de l'année de regression	122	ligne 40
84	Impact du changement des paramètres de la journée de pointe	-235	ligne 58
85	Impact de la variation de la demande du service continu	351	ligne 81
86	Variation totale de la pointe vs Cause Tarifaire 2021-2022	239	

1.3 DÉTAIL DU CALCUL DU FACTEUR D'AJUSTEMENT

1 Le tableau ci-dessous présente le détail du calcul du facteur d'ajustement appliqué à la
 2 demande de pointe de la clientèle visée par la régression selon l'année de référence de la
 3 régression utilisée pour la Cause tarifaire 2022-2023, soit l'année 2019-2020, et les trois
 4 années de référence précédentes. Énergir a également calculé l'année 2020-2021 pour fin
 5 de comparaison.

Tableau 3

(10 ³ m ³)	Année de référence de la régression				
	CT 2023 2019-2020 Froide	2020-2021 Chaude	2019-2020 Froide	2018-2019 Froide	2017-2018 Froide
Calcul du facteur d'ajustement					
1 Volume d'hiver projeté selon régression (A)	2 577 046	2 500 316	2 580 097	2 556 433	2 518 541
2 Volume d'hiver visé de l'année témoin (B)	2 667 068	2 667 068	2 635 979	2 622 884	2 537 207
3 Ajustement pour la demande (C=B/A)	1,0349	1,0667	1,0260	1,0260	1,0074
<hr/>					
4 Demande pointe selon régression (D)	30 614	29 952	30 724	30 391	30 168
5 Demande pointe année témoin (E=DxC) (Clients visés par la régression)	31 683	31 950	31 387	31 181	30 392
6 Comparaison vs		0,84%	-0,94%	-0,66%	-3,17%

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

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

Tableau 4

Élément	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Volume
Base (10 ³ m ³ /jour)	14 198,31		14 198
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	416,94	39	16 261
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	110,02	37	4 071
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,90	585	1 695
Volume projeté (10³m³)			36 225

2 DÉBIT QUOTIDIEN POUR RÉPONDRE À L'HIVER EXTRÊME

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

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

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

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

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

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

2.1 IDENTIFICATION DE L'HIVER EXTRÊME

- 1 L'hiver historique le plus froid des 30 dernières années est identifié en appliquant :
- 2 • les paramètres des conditions climatiques « degrés-jours et vent » de la régression
 - 3 linéaire obtenus pour l'établissement de la journée de pointe de la demande continue¹;
 - 4 • aux combinaisons « degrés-jours et vent » réchauffés observés au cours des 30 dernières
 - 5 années, évalués en base 13 °C.
- 6 Le Tableau 5 présente les volumes projetés de la clientèle continue visée par la régression
- 7 pour les cinq hivers historiquement les plus froids, en fonction du calcul décrit ci-dessus, soit
- 8 uniquement les conditions climatiques. L'hiver 2014-2015 présente le volume projeté le plus
- 9 élevé et constitue alors l'hiver extrême des 30 dernières années.

Tableau 5

Année	Volumes projetés (10 ³ m ³)
2014-2015	1 644 750
2013-2014	1 641 759
1993-1994	1 589 378
2018-2019	1 573 273
2002-2003	1 551 502

2.2 ÉTABLISSEMENT DE LA DEMANDE POUR L'HIVER EXTRÊME

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

Clientèle au service continu

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

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

-
- 1 du vent ($DJ_t \times V_t$) – aux combinaisons quotidiennes « degrés-jours et vent » réchauffées
2 de l'hiver extrême identifié, soit l'hiver 2014-2015;
- 3 • À cette demande est additionnée la portion continue de la demande des clients en
4 combinaison tarifaire et les clients aux paliers 4.9 et 4.10 sans combinaison tarifaire, ces
5 clients ayant été exclus de la régression. Le volume moyen de cette clientèle, pour chacun
6 des mois, est utilisé.

Clientèle au service interruptible

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

11 Considérant les degrés-jours réchauffés de l'hiver 2014-2015, la demande saisonnière de
12 l'ensemble de la clientèle avant interruption, excluant les volumes de gaz d'appoint concurrence,
13 s'élève à 3 742 10⁶m³.

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

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

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

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

1 **Pour la Cause tarifaire 2022-2023, le débit quotidien requis pour répondre à la demande en**
 2 **hiver extrême est de 36 374 10³m³/jour.**

2.4 ÉVOLUTION DES BESOINS EN HIVER EXTRÊME ENTRE LA CAUSE TARIFAIRE 2021-2022 ET LA CAUSE TARIFAIRE 2022-2023

3 Le Tableau 6 présente et explique la variation des besoins en hiver extrême entre la Cause
 4 tarifaire 2021-2022 et la Cause tarifaire 2022-2023.

Tableau 6

Données de l'hiver extrême			
	2021-2022	2022-2023	
	Volume	Volume	Écart
	(1)	(2)	(3) = (2) - (1)
1 Année référence de l'hiver extrême	2014-2015	2014-2015	
Demande totale avant interruption (10⁶m³)			
2 Continue	3 528	3 593	65
3 Interruptible volet A	65	74	9
4 Interruptible volet B	65	74	9
5 Total	3 659	3 742	83
Demande moyenne (10³m³/jour)			
6 Continue	23 366	23 796	430
7 Interruptible volet A	432	493	61
8 Interruptible volet B	432	490	58
9 Total	24 231	24 780	549
10 Demande maximale (10³m³/jour)			
11 Continue	31 595	33 201	1 606
12 Interruptible volet A	710	679	-31
13 Interruptible volet B	652	769	117
14 Total	32 957	34 649	1 692
15 Besoins d'approvisionnement (10 ³ m ³ /jour)	35 397	36 374	977

DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER - ANNÉE 2022-2023

	oct-22 (10 ⁶ m ³) (1)	nov-22 (10 ⁶ m ³) (2)	déc-22 (10 ⁶ m ³) (3)	janv-23 (10 ⁶ m ³) (4)	févr-23 (10 ⁶ m ³) (5)	mars-23 (10 ⁶ m ³) (6)	avr-23 (10 ⁶ m ³) (7)	mai-23 (10 ⁶ m ³) (8)	juin-23 (10 ⁶ m ³) (9)	juil-23 (10 ⁶ m ³) (10)	août-23 (10 ⁶ m ³) (11)	sept-23 (10 ⁶ m ³) (12)	Hiver (10 ⁶ m ³) (13)	Été (10 ⁶ m ³) (14)	Total (10 ⁶ m ³) (15)
DEMANDE															
1 Tarif D ₁	172	281	420	458	423	362	211	118	77	72	69	88	1 943	808	2 751
2 Tarif D ₃	24	24	26	22	25	22	22	23	20	20	20	20	119	150	269
3 Tarif D ₄	225	247	261	273	249	265	233	212	214	227	217	211	1 294	1 539	2 834
4 Total Continue	421	552	706	753	697	648	467	353	312	319	307	319	3 357	2 497	5 854
5 Interruptible	23	25	29	31	30	26	17	13	13	12	11	19	142	108	249
6 Client biogaz en réseau dédié	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	3	3	14	17	31
7 Gaz d'appoint concurrence	8	7	0	0	0	0	8	8	6	10	10	6	7	56	64
8 Sous-total Demande	455	587	738	787	730	677	494	376	333	343	330	347	3 520	2 678	6 198
9 Gaz de la compagnie et autres comp.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2
10 Gaz perdu	2	3	3	4	3	3	2	2	2	2	2	2	16	12	29
11 Compression - transport	10	12	13	15	15	14	10	7	7	7	7	8	69	55	125
12 Compression - entreposage	0	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	0	3	3	7
13 Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14 Sous-total avant injections	467	602	756	807	751	695	506	385	342	352	340	357	3 610	2 750	6 360
INVENTAIRES injections															
15 Enbridge Gas	0	0	0	0	0	0	6	18	48	57	78	56	0	264	264
16 LSR (daQ)	9	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	9	18
17 Pointe-du-Lac	4	0	2	8	11	0	0	0	0	0	0	0	21	4	25
18 Saint-Flavien	12	2	0	0	0	0	0	24	21	20	18	8	2	103	105
19 Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 Sous-total injections et échanges	25	11	2	8	11	0	6	42	70	77	96	64	32	380	412
21 TOTAL DEMANDE	493	613	757	815	762	695	512	427	412	429	436	421	3 642	3 130	6 772

	oct-22 (10 ⁶ m ³) (1)	nov-22 (10 ⁶ m ³) (2)	déc-22 (10 ⁶ m ³) (3)	janv-23 (10 ⁶ m ³) (4)	févr-23 (10 ⁶ m ³) (5)	mars-23 (10 ⁶ m ³) (6)	avr-23 (10 ⁶ m ³) (7)	mai-23 (10 ⁶ m ³) (8)	juin-23 (10 ⁶ m ³) (9)	juil-23 (10 ⁶ m ³) (10)	août-23 (10 ⁶ m ³) (11)	sept-23 (10 ⁶ m ³) (12)	Hiver (10 ⁶ m ³) (13)	Été (10 ⁶ m ³) (14)	Total (10 ⁶ m ³) (15)	
APPROVISIONNEMENT																
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	
24	Transport fourni par les clients	4	4	4	4	3	4	4	4	4	4	4	18	25	43	
25	Gaz d'appoint - Transport client	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	7	
26	FTLH non utilisé	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	
28	Sous-total Transports	73	78	73	73	66	73	71	73	71	73	73	71	364	505	869
29	Achats dans le territoire	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	15	21	36	
30	Achats à Empress (GR)	3	3	3	2	2	2	3	3	3	3	3	13	21	34	
31	Achats à Dawn (GR)	67	202	251	278	291	117	20	19	19	26	27	1 289	295	1 585	
32	Livraisons à Dawn (AD)	325	307	317	317	317	315	325	313	328	327	313	1 545	2 246	3 791	
33	Biogaz	3	3	3	3	3	3	2	2	2	3	3	14	17	31	
34	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
35	Sous-total réceptions, achats & livraisons	401	518	577	604	586	440	353	340	355	362	349	2 877	2 601	5 477	
INVENTAIRES retraits																
36	Enbridge Gas	17	16	74	84	63	9	0	0	0	0	0	246	17	264	
37	LSR (daQ)	1	1	1	1	3	1	1	1	1	1	1	7	7	13	
38	Pointe-du-Lac	0	0	5	8	9	1	0	0	0	0	0	24	0	24	
39	Saint-Flavien	0	0	26	44	31	19	0	0	0	0	0	120	0	120	
40	Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
41	Sous-total retraits et échanges	18	17	107	137	106	29	1	1	1	1	1	397	24	421	
42	TOTAL APPROVISIONNEMENT	493	613	757	814	758	695	512	427	412	429	436	421	3 637	3 130	6 767
43	INTERRUPTIONS BRUTES	0	0	0	-1	-4	0	0	0	0	0	0	-5	0	-5	

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2022-2023
STRATÉGIE ALTERNATIVE ET ANALYSE DE RENTABILITÉ

	Cause tarifaire Achat SH-Parkway (1)	Cause tarifaire Achat LH-Empress (2)	Cause tarifaire Achat service de pointe (3)
DEMANDE (10⁶m³)			
1	Continue	5 854	5 854
2	Interruptible	249	249
3	Gaz d'appoint	64	64
4	Client biogaz en réseau dédié	31	31
5	Sous-total	6198	6198
6	Interruptions	-1	-5
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	31	31
8	Compression (transport et entreposage)	131	134
9	Écart de mesurage	0	0
10	TOTAL DEMANDE	6 359	6 362
APPROVISIONNEMENT (10⁶m³)			
11	Transport		
12	FTLH (primaire et secondaire)	819	819
13	Transport par échange (EMP - Energir)	0	268
14	Transport fourni par les clients	43	43
15	Transport gaz d'appoint	7	7
16	FTLH non utilisé	0	0
17	Transport Emp-Energir	869	1 137
18	Achats dans le territoire	36	36
19	Achat à Empress pour compression	34	43
20	Achats à Dawn (GR)	1 592	1 319
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 791	3 791
22	Biogaz	0	0
23	Écart de mesurage	31	31
24	Retraits - injections	5	5
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 359	6 362
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)			
26	Journée de pointe - continue	37 113	37 113
27	Besoins hiver extrême	34 817	36 374
28	Maximum	37 113	37 113
ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)			
Coûts de transport			
29	Transport clients	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire et échange)	53 031	102 798
31	FTSH (Dawn, Parkway et échange)	207 831	159 462
32	STS	46 370	47 357
33	M12 / C1	29 381	29 360
34	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0
Fonctionnalisation des achats de			
35	Fourniture sur Transport	-21 434	-43 505
36	Crédit de compression	0	0
37	Service de pointe	0	0
38	Total - coûts de transport	315 179	295 472
39	Coûts d'entreposage	36 076	36 076
40	Sous-total transport et équilibrage	351 255	331 547
41	Fourniture	987 586	1 001 751
42	Maintien des inventaires	1 641	1 641
43	TOTAL DES COÛTS	1 340 482	1 334 939

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2026

	2023			2024			2025			2026		
	Hiver (1)	Été (2)	Total (3)	Hiver (4)	Été (5)	Total (6)	Hiver (7)	Été (8)	Total (9)	Hiver (10)	Été (11)	Total (12)
DEMANDE (10⁹m³)												
1	3 357	2 497	5 854	3 348	2 487	5 835	3 299	2 498	5 796	3 295	2 518	5 812
2	142	108	249	142	110	251	221	201	422	199	176	375
3	7	56	64	7	56	64	7	56	64	7	56	64
4	14	17	31	14	17	31	14	17	31	0	0	0
5	3 520	2 678	6 198	3 511	2 670	6 181	3 541	2 772	6 313	3 501	2 750	6 250
6	-5	0	-5	-13	0	-13	-11	0	-11	-11	0	-11
7	18	13	31	17	13	31	18	14	31	17	13	31
8	73	59	131	76	57	133	76	57	134	75	57	132
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	3 605	2 750	6 355	3 592	2 740	6 332	3 624	2 843	6 467	3 582	2 820	6 402
APPROVISIONNEMENT (10⁹m³)												
11	Transport											
12	339	480	819	341	480	821	339	480	819	339	480	819
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	18	25	43	18	25	43	18	25	43	18	25	43
15	7	0	7	7	0	7	7	0	7	7	0	7
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	364	505	869	366	505	871	364	505	869	364	505	869
18	15	21	36	34	48	82	57	81	138	84	120	204
19	13	21	34	14	21	34	13	21	34	13	21	34
20	1 289	295	1 585	1 270	265	1 535	1 258	266	1 524	1 222	251	1 473
21	1 545	2 246	3 791	1 551	2 241	3 792	1 572	2 285	3 857	1 557	2 264	3 821
22	14	17	31	14	17	31	14	17	31	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	365	-356	9	343	-357	-14	345	-331	13	341	-340	1
25	3 605	2 750	6 355	3 592	2 740	6 332	3 624	2 843	6 467	3 582	2 820	6 402
ENTREPOSAGE (capacité)												
		(PJ)	(10 ⁶ m ³)		(PJ)	(10 ⁶ m ³)		(PJ)	(10 ⁶ m ³)		(PJ)	(10 ⁶ m ³)
26	LSR (daQ)	2,0	53,6		2,0	53,6		2,0	53,6		2,0	53,6
27	Pointe-du-Lac	1,4	36,6		1,4	37,6		1,4	37,6		1,4	37,6
28	Saint-Flavien	4,5	120,0		4,5	120,0		4,5	120,0		4,5	120,0
29	Enbridge Gas	11,4	301,6		11,4	301,6		11,4	301,6		11,4	301,6
30	TOTAL	19,4	511,8		19,4	512,8		19,4	512,8		19,4	512,8

	2023		2024		2025		2026	
	(1)	(2)	(4)	(5)	(7)	(8)	(10)	(11)
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)
31 Journée de pointe - continue	1 406	37 113	1 396	36 840	1 409	37 178	1 393	36 770
32 Besoins hiver extrême	1 378	36 374	1 389	36 655	1 400	36 941	1 393	36 770
33 Maximum	1 406	37 113	1 396	36 840	1 409	37 178	1 393	36 770
Approvisionnements								
34 FTLH / NBJ (primaire et secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243
35 Transport par échange (EMP - Energir)	0	0	0	0	0	0	0	0
36 Achats dans le territoire - GNR	0	11	0	11	4	95	8	222
37 Transport clients et biogaz	8	214	8	214	8	216	8	214
38 FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83	2 192
39 Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	82	2 164	82	2 164	82	2 164
40 FTSH (Parkway - Energir)	522	13 777	522	13 777	522	13 777	522	13 777
41 STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
42 Pointe-du-Lac	61	1 600	76	2 000	76	2 000	76	2 000
43 Saint-Flavien	58	1 520	91	2 400	91	2 400	91	2 400
44 Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45 LSR (vaporisation)	195	5 146	195	5 146	228	6 017	228	6 017
46 Service de pointe*	65	1 715	25	658	0	0	0	0
47 Interruption de liquéfaction GM GNL	13	330	13	330	13	330	13	330
48 Sous-total approvisionnements	1 387	36 618	1 396	36 840	1 407	37 139	1 412	37 264
49 Impact de la refonte du service interruptible	0	0	0	0	20	528	16	422
50 TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 387	36 618	1 396	36 840	1 427	37 667	1 428	37 686
51 Provision additionnelle avant achat / (vente)	-19	-496	0	0	19	489	35	916
52 % du total approvisionnements avant achat / (vente) (I.50/I.47)	-1,3%	-1,3%	0,0%	0,0%	1,3%	1,3%	2,5%	2,5%
53 Achat / (vente) de transport a priori	19	496	0	0	-19	-489	-35	-916
54 TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 406	37 113	1 396	36 840	1 409	37 178	1 393	36 770
55 Provision additionnelle après achat / (vente)	0	0	0	0	0	0	0	0
56 % du total approvisionnements après achat / (vente) (I.54/I.53)		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%

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

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2026
COMPARAISON DE SCÉNARIOS SANS OU AVEC RÉSERVATION À L'USINE LSR PAR LE CLIENT GM GNL

	Scénario sans réservation à LSR				Scénario avec réservation à LSR				Variation			
	2023 (10 ⁶ m ³) (1)	2024 (10 ⁶ m ³) (2)	2025 (10 ⁶ m ³) (3)	2026 (10 ⁶ m ³) (4)	2023 (10 ⁶ m ³) (5)	2024 (10 ⁶ m ³) (6)	2025 (10 ⁶ m ³) (7)	2026 (10 ⁶ m ³) (8)	2023 (10 ⁶ m ³) (9)	2024 (10 ⁶ m ³) (10)	2025 (10 ⁶ m ³) (11)	2026 (10 ⁶ m ³) (12)
DEMANDE												
1 Continue	5 854	5 835	5 796	5 812	5 854	5 835	5 796	5 812	0	0	0	0
2 Interruptible	249	251	422	375	249	251	422	375	0	0	0	0
3 Client biogaz en réseau dédié	64	64	64	64	64	64	64	64	0	0	0	0
4 Gaz d'appoint concurrence	31	31	31	0	31	31	31	0	0	0	0	0
5 Sous-total Demande	6 198	6 181	6 313	6 250	6 198	6 181	6 313	6 250	0	0	0	0
6 Gaz perdu et usage de la compagnie	31	31	31	31	31	31	31	31	0	0	0	0
7 Compression (transport et entreposage)	131	133	134	132	131	133	134	132	0	0	0	0
8 Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9 SOUS-TOTAL AVANT INJECTION	6 360	6 345	6 478	6 413	6 360	6 345	6 478	6 413	0	0	0	0
INVENTAIRES INJECTIONS												
10 Enbridge Gas	264	258	258	258	264	258	258	258	0	0	0	0
11 LSR (daQ)	18	18	14	17	18	18	18	18	0	0	-4	-1
12 Pointe-du-Lac	25	41	36	35	25	41	36	35	0	0	0	0
13 Saint-Flavien	105	127	107	116	105	127	107	116	0	0	0	0
14 SOUS-TOTAL INJECTIONS ET ÉCHANGES	412	445	415	428	412	445	419	428	0	0	-4	-1
15 TOTAL DE LA DEMANDE	6 772	6 790	6 893	6 841	6 772	6 790	6 897	6 841	0	0	-5	-1
APPROVISIONNEMENT												
16 FTLH Empress / NBJ - Energir	819	821	819	819	819	821	819	819	0	0	0	0
17 Transport par échange (EMP - Energir)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18 Transport fourni par les clients	43	43	43	43	43	43	43	43	0	0	0	0
19 Gaz d'appoint	7	7	7	7	7	7	7	7	0	0	0	0
20 FT non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21 Cessions / ventes de transport	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22 <i>Transport Emp-Energir</i>	869	871	869	869	869	871	869	869	0	0	0	0
23 Achats dans le territoire	36	82	138	204	36	82	138	204	0	0	0	0
24 Achats à Empress pour compression	34	34	34	34	34	34	34	34	0	0	0	0
25 Achats à Dawn (GR)	1 585	1 535	1 524	1 473	1 585	1 535	1 529	1 474	0	0	-5	-1
26 Livraisons à Dawn (AD)	3 791	3 792	3 857	3 821	3 791	3 792	3 857	3 821	0	0	0	0
27 Biogaz	31	31	31	0	31	31	31	0	0	0	0	0
28 Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29 SOUS-TOTAL TRANSPORT	6 346	6 346	6 453	6 401	6 346	6 346	6 458	6 402	0	0	-5	-1
INVENTAIRES RETRAITS												
30 Enbridge Gas	264	257	257	257	264	257	257	257	0	0	0	0
31 LSR (daQ)	13	21	20	20	13	21	20	20	0	0	0	0
32 Pointe-du-Lac	24	37	34	35	24	37	34	35	0	0	0	0
33 Saint-Flavien	120	117	117	117	120	117	117	117	0	0	0	0
34 SOUS-TOTAL RETRAITS ET ÉCHANGES	421	432	428	429	421	432	428	429	0	0	0	0
35 TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 767	6 777	6 882	6 830	6 767	6 777	6 886	6 831	0	0	-5	-1
36 INTERRUPTIONS BRUTES	-5	-13	-11	-11	-5	-13	-11	-11	0	0	0	0
37 NIVEAU D'INVENTAIRE DAQ AU 31 MARS - HIVER EXTRÊME	31	30	30	22	31	32	34	24	0	-3	-4	-2
38 MAINTIEN DE LA FIABILITÉ												
39 Capacité additionnelle (10 ³ m ³ /jour)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2026
IMPACT POTENTIEL DE TEMPÉRATURE

	2023 (1)		2024 (2)		2025 (3)		2026 (4)	
DEMANDE (10⁶m³)								
1	Continue	[5 671 ; 6 031]	[5 648 ; 6 010]	[5 611 ; 5 969]	[5 630 ; 5 988]			
2	Interruptible	[243 ; 255]	[245 ; 257]	[419 ; 431]	[369 ; 380]			
3	Gaz d'appoint	64	64	64	64			
4	Client biogaz en réseau dédié	31	31	31	31			
5	Sous-total	[6 009 ; 6 381]	[5 988 ; 6 361]	[6 124 ; 6 495]	[6 094 ; 6 463]			
6	Interruptions	[-3 ; -21]	[-6 ; -31]	[-3 ; -29]	[-2 ; -28]			
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	[30 ; 32]	[30 ; 31]	[30 ; 32]	[30 ; 32]			
8	Compression (transport et entreposage)	[127 ; 135]	[128 ; 136]	[129 ; 137]	[128 ; 136]			
9	Écart de mesurage	0	0	0	0			
10	TOTAL DEMANDE	[6 163 ; 6 526]	[6 140 ; 6 499]	[6 281 ; 6 635]	[6 249 ; 6 602]			
APPROVISIONNEMENT (10⁶m³)								
11	Transport							
12	FTLH / NBJ (primaire et secondaire)	819	821	819	819			
13	Transport par échange (Emp-Energir)	0	0	0	0			
14	Transport fourni par les clients	43	43	43	43			
15	Transport gaz d'appoint	7	7	7	7			
16	FTLH non utilisé	0	0	0	0			
17	Transport Emp-Energir	869	871	869	869			
18	Achats dans le territoire	36	82	138	204			
19	Achat à Empress pour compression	34	34	34	34			
20	Achats à Dawn (GR)	[1 396 ; 1 749]	[1 350 ; 1 688]	[1 349 ; 1 681]	[1 299 ; 1 628]			
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 791	3 792	3 857	3 821			
22	Biogaz	31	31	31	0			
23	Écart de mesurage	0	0	0	0			
24	Retraits - injections	[5 ; 16]	[-21 ; 0]	[3 ; 25]	[-10 ; 14]			
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	[6 163 ; 6 526]	[6 140 ; 6 499]	[6 281 ; 6 635]	[6 217 ; 6 571]			
ENTREPOSAGE (capacité)								
		(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)
26	LSR (daQ)	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0
27	Pointe-du-Lac	1,4	36,6	1,4	37,6	1,4	37,6	1,4
28	Saint-Flavien	4,5	120,0	4,5	120,0	4,5	120,0	4,5
29	Enbridge Gas	11,4	301,6	11,4	301,6	11,4	301,6	11,4
30	TOTAL	19,4	511,8	19,4	512,8	19,4	512,8	19,4
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT								
		(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)
31	Journée de pointe - continue	1 406	37 113	1 396	36 840	1 409	37 178	1 393
32	Besoins hiver extrême	1 378	36 374	1 389	36 655	1 400	36 941	1 393
33	Maximum	1 406	37 113	1 396	36 840	1 409	37 178	1 393
Approvisionnements								
34	FTLH / NBJ (primaire et secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85
35	Transport par échange (EMP - Energir)	0	0	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire - GNR	0	11	0	11	4	95	8
37	Transport clients et biogaz	8	214	8	214	8	216	8
38	FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	82	2 164	82	2 164	82
40	FTSH (Parkway - Energir)	522	13 777	522	13 777	522	13 777	522
41	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216
42	Pointe-du-Lac	61	1 600	76	2 000	76	2 000	76
43	Saint-Flavien	58	1 520	91	2 400	91	2 400	91
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation)	195	5 146	195	5 146	228	6 017	228
46	Service de pointe*	65	1 715	25	658	0	0	0
47	Interruption de liquéfaction GM GNL	13	330	13	330	13	330	13
48	Sous-total approvisionnements	1 387	36 618	1 396	36 840	1 407	37 139	1 412
49	Impact de la refonte du service interruptible	0	0	0	0	20	528	16
50	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 387	36 618	1 396	36 840	1 427	37 667	1 428
51	Provision additionnelle avant achat / (vente)	-19	-496	0	0	19	489	35
52	% du total approvisionnements avant achat (vente) (1.50/ 1.47)	-1,3%	-1,3%	0,0%	0,0%	1,3%	1,3%	2,5%
53	Achat / (vente) de transport a priori	19	496	0	0	-19	-489	-35
54	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 406	37 113	1 396	36 840	1 409	37 178	1 393
55	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	0	0	0	0	0	0
56	% du total approvisionnements après achat / (vente) (1.54/ 1.53)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

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

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2026
SCÉNARIO HAUT

	2023 (1)		2024 (2)		2025 (3)		2026 (4)	
DEMANDE (10⁶m³)								
1	Continue		6 018		6 103		6 118	
2	Interruptible		269		271		441	
3	Gaz d'appoint		64		64		64	
4	Client biogaz en réseau dédié		31		31		0	
5	Sous-total		6 382		6 469		6 654	
6	Interruptions		-6		-18		-10	
7	Gaz perdu et usage de la compagnie		32		32		33	
8	Compression (transport et entreposage)		135		138		139	
9	Écart de mesurage		0		0		0	
10	TOTAL DEMANDE		6 543		6 621		6 811	
APPROVISIONNEMENT (10⁶m³)								
11	Transport							
12	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)		819		821		819	
13	Transport par échange (Emp-Energir)		0		0		0	
14	Transport fourni par les clients		43		43		43	
15	Transport gaz d'appoint		7		7		7	
16	FTLH non utilisé		0		0		0	
17	Transport Emp-Energir		869		871		869	
18	Achats dans le territoire		36		82		138	
19	Achat à Empress pour compression		34		34		34	
20	Achats à Dawn (GR)		1 666		1 658		1 669	
21	Livraisons à Dawn (AD)		3 896		3 956		4 051	
22	Biogaz		31		31		0	
23	Écart de mesurage		0		0		0	
24	Retraits - injections		9		-13		-5	
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT		6 543		6 621		6 811	
ENTREPOSAGE (capacité)								
26	(P/J)	(10 ⁶ m ³)	(P/J)	(10 ⁶ m ³)	(P/J)	(10 ⁶ m ³)	(P/J)	(10 ⁶ m ³)
27	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6
28	1,4	36,6	1,4	37,6	1,4	37,6	1,4	37,6
29	4,5	120,0	4,5	120,0	4,5	120,0	4,5	120,0
30	11,4	301,6	11,4	301,6	11,4	301,6	11,4	301,6
30	TOTAL		19,4 511,8		19,4 512,8		19,4 512,8	
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT								
31	(T/J)	(10 ³ m ³ /j)	(T/J)	(10 ³ m ³ /j)	(T/J)	(10 ³ m ³ /j)	(T/J)	(10 ³ m ³ /j)
32	Journée de pointe - continue		1 444 38 103		1 461 38 566		1 488 39 264	
33	Besoins hiver extrême		1 413 37 284		1 461 38 566		1 488 39 264	
34	Maximum		1 444 38 103		1 461 38 566		1 488 39 264	
Approvisionnements								
35	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)		85 2 243		85 2 243		85 2 243	
36	Transport par échange (EMP - Energir)		0 0		0 0		0 0	
37	Achats dans le territoire - GNR		0 11		4 95		8 222	
38	Transport clients & biogaz		8 214		8 214		8 214	
39	FTSH (Dawn - EDA)		83 2 192		83 2 192		83 2 192	
40	Transport par échange (Dawn - EDA)		82 2 164		82 2 164		82 2 164	
41	FTSH (Parkway - Energir)		522 13 777		522 13 777		522 13 777	
42	STS		216 5 705		216 5 705		216 5 705	
43	Pointe-du-Lac		61 1 600		76 2 000		76 2 000	
44	Saint-Flavien		58 1 520		91 2 400		91 2 400	
45	Outil de maintien de fiabilité		0 0		0 0		0 0	
46	LSR (vaporisation)		195 5 146		228 6 017		228 6 017	
47	Service de pointe		65 1 715		50 1 320		31 805	
48	Interruption de liquéfaction GM GNL		13 330		13 330		13 330	
49	Sous-total approvisionnements		1 387 36 618		1 421 37 502		1 438 38 473	
50	Impact de la refonte du service interruptible		0 0		0 0		20 528	
51	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)		1 387 36 618		1 421 37 502		1 458 39 000	
52	Provision additionnelle avant achat / (vente)		-56 -1 485		-40 -1 064		-30 -792	
53	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.50/ 1.47)		-3,9% -3,9%		-2,8% -2,8%		-2,0% -2,0%	
54	Achat / (vente) de transport a priori		56 1 485		40 1 064		30 792	
55	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)		1 444 38 103		1 461 38 566		1 488 39 264	
56	Provision additionnelle après achat / (vente)		0 0		0 0		0 0	
	% du total approvisionnements après achat / (vente) (1.54/ 1.53)		0,0% 0,0%		0,0% 0,0%		0,0% 0,0%	

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2026
SCENARIO BAS

	2023		2024		2025		2026	
	(1)		(2)		(3)		(4)	
DEMANDE (10⁶m³)								
1 Continue	5 620		5 538		5 408		5 339	
2 Interruptible	231		230		225		210	
3 Gaz d'appoint	64		64		64		64	
4 Client biogaz en réseau dédié	31		31		31		0	
5 Sous-total	5 946		5 862		5 728		5 612	
6 Interruptions	-2		-11		-13		-9	
7 Gaz perdu et usage de la compagnie	29		29		28		28	
8 Compression (transport et entreposage)	127		127		122		120	
9 Écart de mesurage	0		0		0		0	
10 TOTAL DEMANDE	6 099		6 007		5 866		5 750	
APPROVISIONNEMENT (10⁶m³)								
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	43		43		43		43	
15 Transport gaz d'appoint	7		7		7		7	
16 FTLH non utilisé	0		0		0		0	
17 Transport Emp-Energir	869		871		869		869	
18 Achats dans le territoire	36		82		138		204	
19 Achat à Empress pour compression	34		34		34		34	
20 Achats à Dawn (GR)	1 475		1 391		1 253		1 188	
21 Livraisons à Dawn (AD)	3 647		3 611		3 524		3 458	
22 Biogaz	31		31		31		0	
23 Écart de mesurage	0		0		0		0	
24 Retraits - injections	6		-14		16		-3	
25 TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 099		6 007		5 866		5 750	
ENTREPOSAGE (capacité)								
	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)
26 LSR (daQ)	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6
27 Pointe-du-Lac	1,4	36,6	1,4	37,6	1,4	37,6	1,4	37,6
28 Saint-Flavien	4,5	120,0	4,5	120,0	4,5	120,0	4,5	120,0
29 Enbridge Gas	11,4	301,6	11,4	301,6	11,4	301,6	11,4	301,6
30 TOTAL	19,4	511,8	19,4	512,8	19,4	512,8	19,4	512,8
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT								
	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)
31 Journée de pointe - continue	1 350	35 616	1 321	34 864	1 289	34 032	1 276	33 687
32 Besoins hiver extrême	1 304	34 402	1 315	34 706	1 295	34 190	1 276	33 687
33 Maximum	1 350	35 616	1 321	34 864	1 295	34 190	1 276	33 687
Approvisionnements								
34 FTLH / NBJ (primaire et secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243
35 Transport par échange (EMP - Energir)	0	0	0	0	0	0	0	0
36 Achats dans le territoire - GNR	0	11	0	11	4	95	8	222
37 Transport clients et biogaz	8	214	8	214	8	216	8	214
38 FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83	2 192
39 Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	82	2 164	82	2 164	82	2 164
40 FTSH (Parkway - Energir)	522	13 777	522	13 777	522	13 777	522	13 777
41 STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
42 Pointe-du-Lac	61	1 600	76	2 000	76	2 000	76	2 000
43 Saint-Flavien	58	1 520	91	2 400	91	2 400	91	2 400
44 Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45 LSR (vaporisation)	195	5 146	195	5 146	228	6 017	228	6 017
46 Service de pointe	27	714	0	0	0	0	0	0
47 Interruption de liquéfaction GM GNL	13	330	13	330	13	330	13	330
48 Sous-total approvisionnements	1 350	35 616	1 371	36 182	1 407	37 139	1 412	37 264
49 Impact de la refonte du service interruptible	0	0	0	0	0	0	0	0
50 TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 350	35 616	1 371	36 182	1 407	37 139	1 412	37 264
51 Provision additionnelle avant achat / (vente)	0	0	50	1 318	112	2 949	136	3 577
52 % du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.54/ 1.47)	0,0%	0,0%	3,8%	3,8%	8,6%	8,6%	10,6%	10,6%
53 Achat / (vente) de transport a priori	0	0	-50	-1 318	-112	-2 949	-136	-3 577
54 TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 350	35 616	1 321	34 864	1 295	34 190	1 276	33 687
55 Provision additionnelle après achat / (vente)	0	0	0	0	0	0	0	0
56 % du total approvisionnements après achat / (vente) (1.54/ 1.53)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%