

PLAN
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER
HORIZON 2020-2023

T A B L E D E S M A T I È R E S

SOMMAIRE	7
INTRODUCTION	9
1. VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER	9
1.1. Marché pétrolier : une économie mondiale fragilisée	10
1.2. Marché gazier : des fondamentaux solides	16
1.2.1. Contexte gazier aux États-Unis	17
1.2.2. Contexte gazier au Canada	20
1.3. Carrefour d'échange de Dawn	23
1.4. Prix du gaz naturel	25
1.5. En résumé	30
2. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE	31
2.1. Hypothèses économiques	31
2.2. Hypothèses énergétiques	32
3. SITUATION CONCURRENTIELLE	36
3.1. Marché grandes entreprises	37
3.2. Marché des petit et moyen débits	39
3.3. Marché résidentiel	40
3.4. Marché affaires	41
4. PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2019)	42
4.1. Livraisons 2018-2019 pour le marché grandes entreprises	42
4.2. Livraisons 2018-2019 pour le marché des petit et moyen débits	45
4.3. Nombre de clients anticipés 4/8 2018-2019	46
5. PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2020-2023	46
5.1. Scénario de base 2020-2023	47
5.1.1. Livraisons 2020-2023 pour le marché grandes entreprises	47
5.1.2. Livraisons 2020-2023 pour le marché des petit et moyen débits	50
5.1.3. Livraisons globales (scénario de base)	54
5.2. Scénario favorable	54
5.3. Scénario défavorable	58
5.4. Comparaison des plans d'approvisionnement 2020-2023 et 2019-2022	61
5.5. Analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au SERVICE CONTINU ...	62
6. CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2020-2023	63
6.1. Transport	63
6.2. Fourniture de gaz naturel	65
6.3. Autres sources d'approvisionnement	66

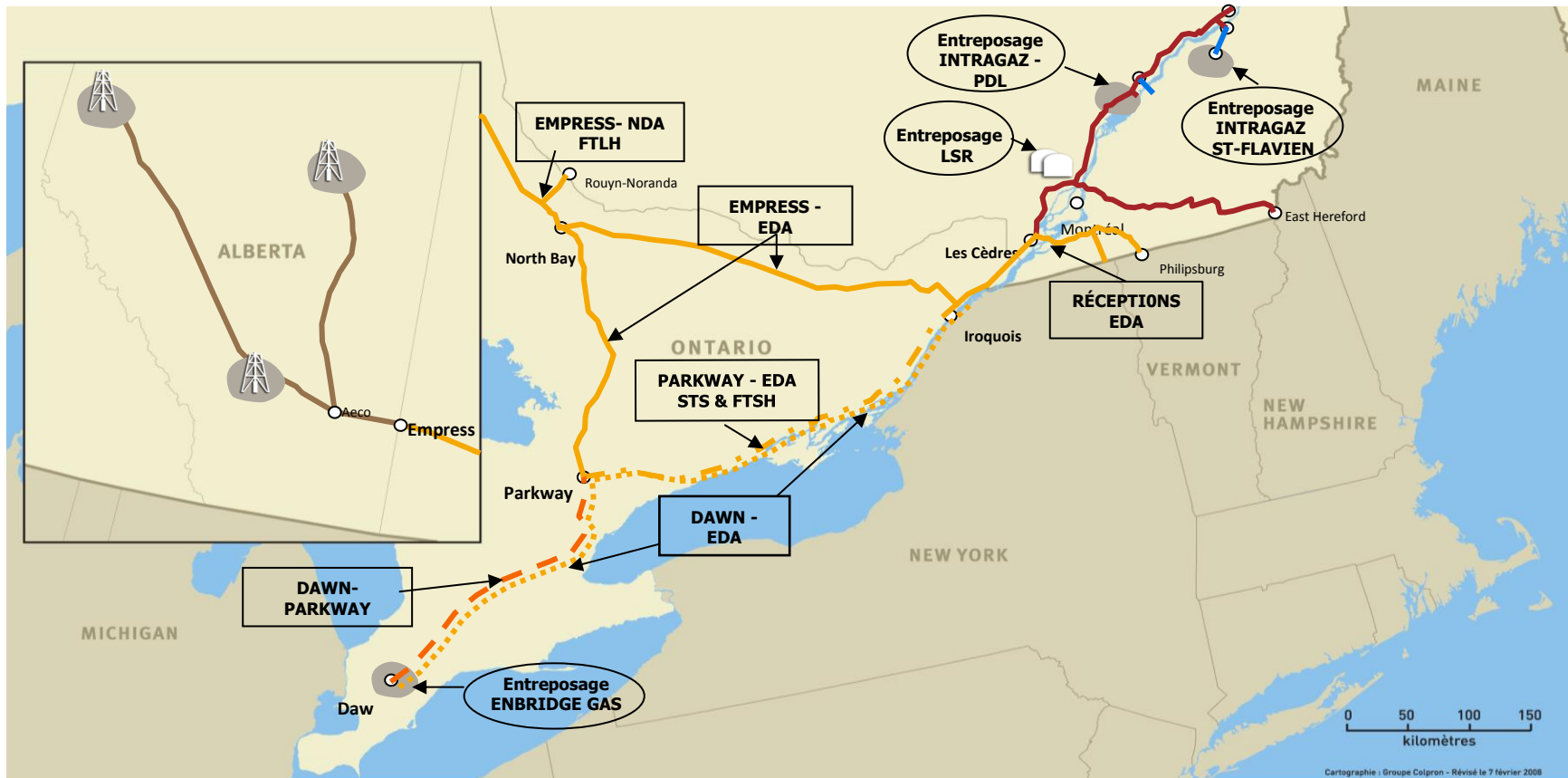
6.4.	Équilibrage	66
6.5.	Conclusion.....	68
7.	CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS	68
7.1.	Fourniture de gaz naturel.....	69
7.1.1.	Clients au service de fourniture de gaz naturel d'Énergir	69
7.1.2.	Clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété	71
7.2.	Transport.....	72
7.2.1.	Services de transport du distributeur	72
7.2.2.	Services de transport et d'équilibrage fournis par le client	72
7.2.3.	Gaz d'appoint	73
7.2.4.	Coûts de transport.....	73
7.3.	Entreposage	73
7.3.1.	Capacité d'espace, de retrait et d'injection.....	74
7.3.2.	Coûts d'entreposage	74
8.	PLANIFICATION D'APPROVISIONNEMENTS	74
8.1.	Planification pour l'année 2019-2020.....	75
8.1.1.	Établissement des outils du plan d'approvisionnement 2020	75
8.1.2.	Demande et sources d'approvisionnement gazier	83
8.1.3.	Stratégie d'approvisionnement et analyse de rentabilité	84
8.1.4.	Coefficient d'utilisation FTLH	85
8.1.5.	Nombre maximum de jours d'interruption	85
8.2.	Plan d'approvisionnement 2020-2023 – scénarios de base, favorable et défavorable	86
8.2.1.	Fourniture de gaz naturel.....	86
8.2.2.	Transport.....	86
8.2.3.	Équilibrage	88
8.2.4.	Impact de la température.....	89
8.2.5.	Scénario favorable.....	90
8.2.6.	Scénario défavorable.....	90
8.3.	Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement	90
9.	REVENUS D'OPTIMISATION PRÉVUS	91
9.1.	Transactions opérationnelles.....	91
9.1.1.	Vente de transport <i>a priori</i>	92
9.1.2.	Vente de transport non utilisé	92
9.2.	Transactions financières.....	92
CONCLUSION	94
ANNEXES	95

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE

1	AECO	Point situé en Alberta représentant le lieu d'accumulation des puits de
2		production
3	DaQ	Clientèle assujettie à la distribution au Québec
4	Dawn	Point situé dans le sud de l'Ontario
5	Degrés-jours	Différence entre le seuil de 13°C et la température moyenne quotidienne;
6		les degrés-jours servent à déterminer les volumes de chauffage par rapport
7		à la température extérieure
8	Empress	Point situé à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan qui constitue le
9		point d'interconnexion entre le réseau intra-Alberta de TCPL et le réseau
10		principal du transporteur
11	FTLH	Firm Transportation Long Haul; service de transport ferme de TCPL entre
12		Empress et Énergir EDA/NDA, est également utilisé au sens large pour
13		caractériser tout service de transport ferme contracté entre Empress et
14		Énergir EDA/NDA
15	FTSH	Firm Transportation Short Haul; service de transport ferme de TCPL entre
16		Dawn ou Parkway et Énergir EDA/NDA, est également utilisé au sens large
17		pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Dawn et
18		Énergir EDA/NDA
19	« Futures »-contrat à terme	
20		Prix d'achat ou vente offert par une tierce partie pour une commodité
21		(molécule, transport ou différentiel de lieu) en fonction d'une période
22		déterminée et d'un lieu de livraison
23	Gigajoule (GJ)	1 milliard de joules = 10 ⁹ joules
24	GNL	Gaz naturel liquéfié
25	Énergir EDA	Ensemble des points d'interconnexions entre le système d'Énergir et ceux
26		de TCPL/TQM qui sont situés dans la zone de livraison EDA (« Eastern
27		Delivery Area ») de TCPL
28	Énergir NDA	Ensemble des points d'interconnexions entre le système d'Énergir et celui
29		de TCPL qui sont situés dans la zone de livraison NDA (« Northern Delivery
30		Area ») de TCPL
31	Joule	Unité de mesure de l'énergie – 1 m ³ équivaut à 37 890 000 joules
32	LSR	Liquéfaction Stockage Regazéification; abréviation utilisée pour désigner
33		l'usine de gaz naturel liquéfié d'Énergir
34	ONÉ	Office national de l'énergie
35	Parkway	Point situé dans le sud de l'Ontario, au nord-est de Dawn
36	PIB	Produit intérieur brut; somme des valeurs des biens et services issus de la
37		production à l'intérieur des frontières d'un pays
38	SPEDE	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet
39		de serre du Québec

- 1 **STS** Storage Transportation Service; service de transport ferme entre Parkway
- 2 et Energir EDA; ce service n'est ferme que du 1^{er} novembre au 15 avril
- 3 inclusivement
- 4 **TCPL** TransCanada PipeLines Limited
- 5 **TQM** Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

Carte 1



Légende

- | | | | | | |
|--|------|--|--------------|--|---------|
| | Nova | | Enbridge Gas | | Énergir |
| | TCPL | | TQM | | |

SOMMAIRE

- 1 Selon les hypothèses économiques et énergétiques retenues par Énergir, la demande de la
2 clientèle pour les années 2019-2020 à 2022-2023 se présente comme suit :

Tableau 1

Catégorie de clientèle	Demande avant interruptions (scénario de base)			
	(10 ⁶ m ³)			
	2020	2021	2022	2023
Grandes entreprises	3 079,9	3 114,2	3 167,3	3 167,3
Petit et moyen débits	2 958,6	2 970,1	2 972,9	2 982,8
TOTAL	6 038,6	6 084,3	6 140,2	6 150,1

3 La position concurrentielle actuellement favorable du gaz naturel face aux autres sources
4 d'énergie et le maintien anticipé de cet avantage sur un horizon de moyen terme se traduit en de
5 nouvelles ventes et en des hausses de consommation chez des clients existants qui permettent
6 d'assurer une croissance des livraisons. Une croissance de 1,85 % de la demande totale en gaz
7 naturel est constatée sur l'horizon du plan, entre 2020 et 2023. Énergir anticipe une hausse des
8 volumes qui s'explique à la fois par des ajouts de charge chez des clients existants, ainsi que par
9 l'arrivée de nouveaux clients œuvrant principalement dans le secteur de la chimie/pétrochimie.

10 Énergir doit détenir les outils d'approvisionnement nécessaires pour rencontrer la demande en
11 journée de pointe des clients au service continu, la demande annuelle des clients au service
12 continu et, dans la mesure du possible, celle des clients au service interruptible. Les
13 approvisionnements doivent par ailleurs être suffisamment flexibles pour faire face aux
14 fluctuations de volumes résultant des aléas climatiques et des conditions économiques.

15 Sur l'horizon du plan 2019-2020 à 2022-2023, Énergir dispose d'une structure
16 d'approvisionnement dont le point de référence est Dawn. Énergir a intégré les
17 approvisionnements découlant de l'impact potentiel de la refonte du service interruptible à
18 compter de l'année 2020-2021, cette refonte étant encore à l'étude auprès de la Régie¹.

19 Dans le présent plan d'approvisionnement, les quatre années sont en déficit d'approvisionnement

¹ Dossier R-3867-2013, Phase 2.

1 après avoir tenu compte du besoin d'une marge excédentaire pour les trois dernières années du
2 plan.

3 Les déficits (-) /excédents (+) d'approvisionnement projetés sont les suivants :

Tableau 2

Année	Déficits (-) /Excédents (+) d'approvisionnement 10 ³ m ³ /jour
2020	(21)
2021	(752)
2022	(768)
2023	(929)

4 Au moment de produire ce plan, Énergir n'avait pas encore contracté de capacités pour
5 l'année 2019-2020. Le déficit prévu spécifiquement pour l'année 2019-2020 est marginal et
6 Énergir ne prévoit pas d'action spécifique pour combler ce déficit avant la réévaluation des
7 besoins dans les semaines précédant le début de l'hiver. Pour les années subséquentes,
8 Énergir a projeté, pour les trois dernières années du présent dossier, l'ajout de capacités sur
9 l'hiver (transport marché secondaire) en plus d'une nouvelle capacité de transport sur le
10 marché primaire à partir de novembre 2022².

² Voir pièce Énergir-H, Document 5.

INTRODUCTION

1 Ce plan d'approvisionnement, couvrant les années 2019-2020 à 2022-2023, est préparé par
2 Énergir en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (« le
3 Règlement ») (c. R-6.01, r. 8).

4 Il est à noter que cette pièce couvrira le plan annuel et le plan quadriennal, tant au niveau de la
5 prévision de la demande que des approvisionnements gaziers.

6 Pour le développement du plan d'approvisionnement, Énergir exposera initialement la vision long
7 terme du contexte gazier. Elle expliquera le contexte économique et énergétique dans lequel elle
8 prévoit évoluer au cours des quatre prochaines années, ainsi que la situation concurrentielle qui
9 en découlera.

10 Avant de présenter les prévisions de la demande pour le plan quadriennal, Énergir commentera
11 les écarts dans les prévisions de livraison pour l'année en cours, soit la différence entre la
12 prévision établie lors de la Cause tarifaire 2018-2019 et celle établie lors de l'exercice budgétaire
13 4/8 2018-2019 (4 mois réels / 8 mois projetés) utilisée comme point de départ pour la présente
14 cause.

15 Considérant les différentes hypothèses et la prévision 4/8 pour l'année en cours, Énergir
16 exposera par la suite la prévision de la demande, par type de clientèle, pour les années 2019-
17 2020 à 2022-2023.

18 Pour établir les bases du plan d'approvisionnement, Énergir détaillera le contexte gazier dans
19 lequel elle évolue plus spécifiquement et, conséquemment, la stratégie d'approvisionnement sur
20 l'horizon du plan. En fonction de ces constats, le plan d'approvisionnement pour 2019-2020 à
21 2022-2023 sera présenté, considérant les diverses informations prescrites au Règlement. Les
22 données particulières à la planification de l'année financière 2019-2020 seront également
23 détaillées.

1. VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER

24 La présente section présente la vision à long terme d'Énergir en matière d'approvisionnement
25 gazier. Cette vision s'inscrit dans un contexte où :

- 26 • les prix du pétrole ont affiché un important repli en 2018 avant de présenter un certain
27 rebond;

- la production continentale de gaz naturel est en croissance;
- les prix du gaz naturel sur l'ensemble du continent demeurent très compétitifs;
- de nouvelles routes d'approvisionnement vers Dawn sont maintenant en service.

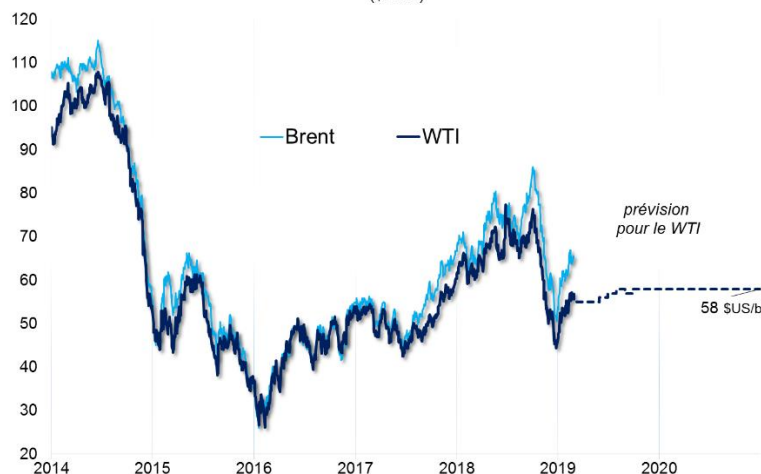
1.1. Marché pétrolier : une économie mondiale fragilisée

Après une période de croissance amorcée au premier trimestre de 2016, les prix du pétrole ont enregistré une forte décroissance depuis le début d'octobre 2018 pour ensuite se stabiliser vers la fin de l'année. Malgré l'annonce par l'OPEP en décembre 2018 d'une réduction de 1,2 million de barils par jour (« Mb/j ») à compter de janvier 2019, le niveau élevé des inventaires, les signaux laissant présager un ralentissement de l'économie mondiale et les tensions commerciales entre les États-Unis et la Chine sont à l'origine du repli observé.

Au 3 octobre 2018, le prix spot du WTI et du Brent étaient respectivement de 76,40 \$ US le baril (« \$ US/b ») et de 85,45 \$ US/b. En date du 28 janvier 2019, les prix spot du WTI et du Brent atteignaient les 51,79 \$ US/b et 59,71 \$ US/b, correspondant à des baisses de 32 % et 30 % respectivement.

Graphique 1

Évolution des prix du pétrole
(\$/US/b)

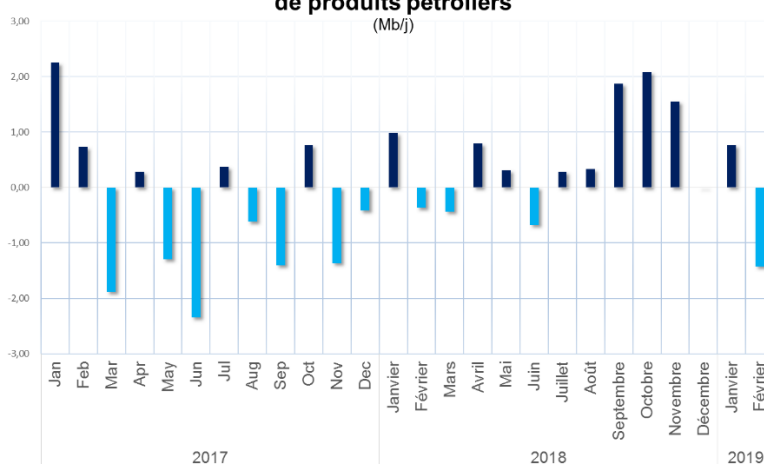


source : EIA, Short-Term Energy Outlook, Mars 2019

1 Le repli des prix du pétrole s'est amorcé alors que le marché entrevoyait des signes de
 2 surproduction dans le contexte d'un ralentissement de la demande mondiale et de tensions
 3 commerciales. Pour le mois d'octobre 2018, l'*Energy Information Administration* (EIA) aux
 4 États-Unis rapporte que l'excédent de l'offre sur la demande mondiale se situait à environ
 5 2 Mb/j, le niveau le plus élevé depuis janvier 2017.

Graphique 2

Écart entre l'offre et la demande mondiale
de produits pétroliers
(Mb/j)



Source: EIA, Short-Term Energy Outlook, Mars 2019

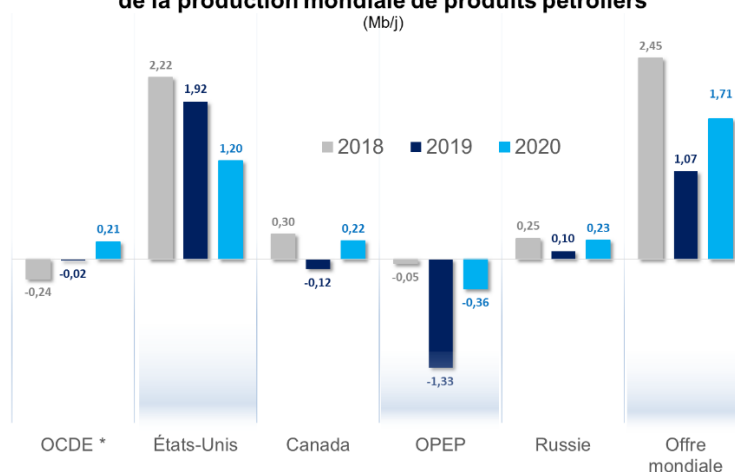
6 Il s'agit d'une surproduction que tente de contenir l'OPEP lorsqu'elle annonce en décembre
 7 2018, une réduction de la production de pétrole de 1,2 Mb/j à compter de janvier 2019 et ce,
 8 pour une durée de 6 mois³. Cette réduction pourrait s'avérer plus élevée en raison des
 9 baisses de production de l'Iran et du Venezuela, deux membres de l'OPEP, à la suite des
 10 sanctions économiques instaurées par les États-Unis à leur égard. Pour 2019, l'EIA prévoit
 11 que la production de produits pétroliers de l'OPEP diminuera d'environ 1,33 Mb/j.

12 Les efforts de réduction de la production de pétrole par l'OPEP notamment, doivent toutefois
 13 conjuguer avec une hausse anticipée de plus de 1,92 Mb/j de la production américaine en
 14 2019.

³ https://www.opec.org/opec_web/en/press_room/5279.htm

Graphique 3

Prévision de croissance
de la production mondiale de produits pétroliers
(Mb/j)

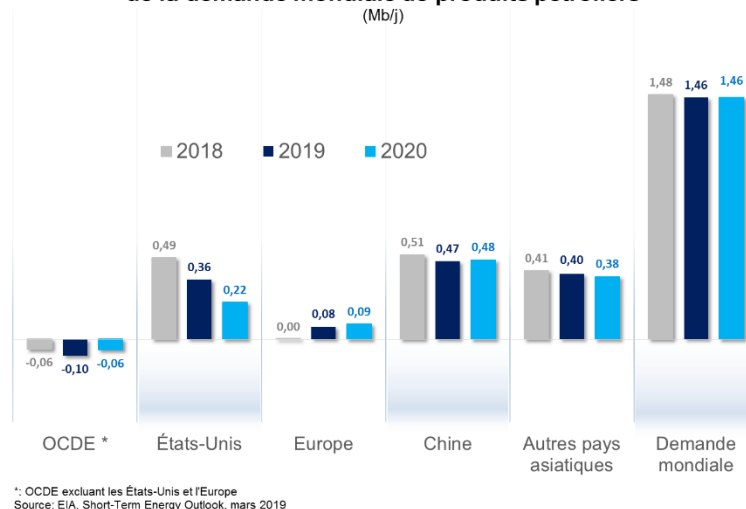


*: OCDE excluant les États-Unis et le Canada
Source: EIA, Short-Term Energy Outlook, mars 2019

1 Le tout survient dans le contexte d'une économie mondiale fragilisée. Déjà, les prévisions de
2 croissance mondiale pour 2019 et 2020 avaient été révisées à la baisse par le
3 *Fonds Monétaire International* (FMI) en octobre 2018, en partie à cause des effets négatifs
4 que pourraient engendrer les augmentations de droits de douane décrétées par les États-
5 Unis et la Chine en 2018. En janvier 2019, le FMI a de nouveau révisé ses perspectives de
6 l'économie mondiale sur la base d'un ralentissement observé au deuxième semestre de
7 2018, d'une escalade des tensions commerciales au-delà de celles déjà incorporées par le
8 FMI et de divers autres facteurs pouvant entraîner une détérioration supplémentaire de
9 l'évaluation des risques, notamment une sortie sans accord du Royaume-Uni hors de l'Union
10 européenne et un ralentissement plus prononcé que prévu en Chine.

11 Malgré ce contexte, l'EIA prévoit que la demande de produits pétroliers augmentera dans la
12 majorité des marchés mondiaux. Toutefois, pour plusieurs, l'augmentation de la demande
13 devrait s'avérer moindre qu'en 2018. Aux États-Unis notamment, la demande de produits
14 pétroliers devrait croître de 0,36 Mb/j en 2019 contre une augmentation de 0,49 Mb/j en 2018.

Graphique 4

Prévision de croissance
de la demande mondiale de produits pétroliers
(Mb/j)

1 Dans ses perspectives, l'EIA prévoit que l'essentiel de la croissance de la demande de
 2 produits pétroliers proviendra des pays asiatiques, notamment la Chine. Malgré les risques
 3 évoqués par le FMI, la croissance de la demande mondiale de produits pétroliers devrait être
 4 supérieure à celle de l'offre et ainsi contribuer à rétablir un certain équilibre permettant aux
 5 prix du pétrole de se stabiliser aux alentours des 58 \$US/b dans le cas du WTI.

6 **La production aux États-Unis**

7 Selon les prévisions de l'EIA, la production pétrolière aux États-Unis augmentera de manière
 8 soutenue pour atteindre les 21,5 Mb/j au dernier trimestre de 2020. Notons que depuis février
 9 2018, les États-Unis produisent davantage de pétrole que l'Arabie Saoudite.

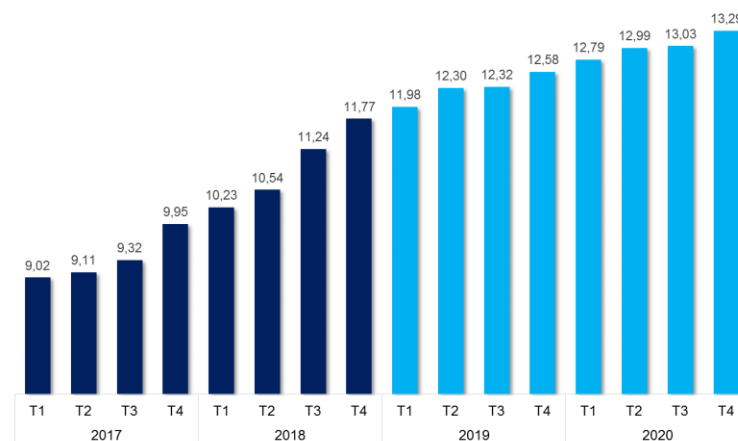
10 L'EIA estime que plus de la moitié de la croissance de la production de produits pétroliers
 11 aux États-Unis proviendra du bassin Permien situé au Texas et au Nouveau-Mexique et ce,
 12 malgré des contraintes de transports qui maintiennent un différentiel par rapport au prix de
 13 référence. À cet égard, l'EIA estime que l'extension de l'oléoduc *Sunrise Pipeline System*, la
 14 conversion du gazoduc *Seminole-Red* et l'ajout de nouveaux oléoducs devraient contribuer
 15 à réduire significativement ces contraintes et le différentiel qu'elles induisent⁴.

⁴ EIA, Short-Term Energy Outlook – mars 2019.

1 L'EIA entrevoit également une contribution significative des sites de production situés dans
 2 la zone américaine du golfe du Mexique. L'augmentation de la productivité de gisements
 3 extracôtiers mis en service en 2017 ainsi que l'exploitation et la mise en production de plus
 4 d'une dizaine d'autres gisements devraient assurer cette contribution⁵.

Graphique 5

Production de pétrole aux États-Unis
(Mb/j)



source : EIA, Short-Term Energy Outlook, Mars 2019

5 La croissance de la production pétrolière aux États-Unis s'appuie sur une augmentation du
 6 nombre de puits en opération, mais également sur une productivité accrue de ces nouveaux
 7 puits et la réduction des coûts de production qu'elle entraîne. Ces hausses de productivité
 8 sont d'autant plus nécessaires que les prix actuels du pétrole défavorisent la construction, la
 9 mise en opération ou le maintien des puits de productions les moins productifs et moins
 10 rentables.

11 Sur les quelques 917 puits de production de pétrole que comptaient en moyenne les États-
 12 Unis en 2018, le bassin Permien en contenait environ 465, soit plus de la moitié. Pour ce
 13 bassin, l'EIA note une augmentation de plus de 31 % du nombre de puits en opération en
 14 2018 ainsi qu'une augmentation de plus de 13 % de la productivité moyenne de chacun des
 15 puits en opération par rapport à l'année précédente. Il importe de rappeler que la production
 16 de pétrole brut dans le bassin Permien s'accompagne d'une très forte production de gaz

⁵ <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=36936#>

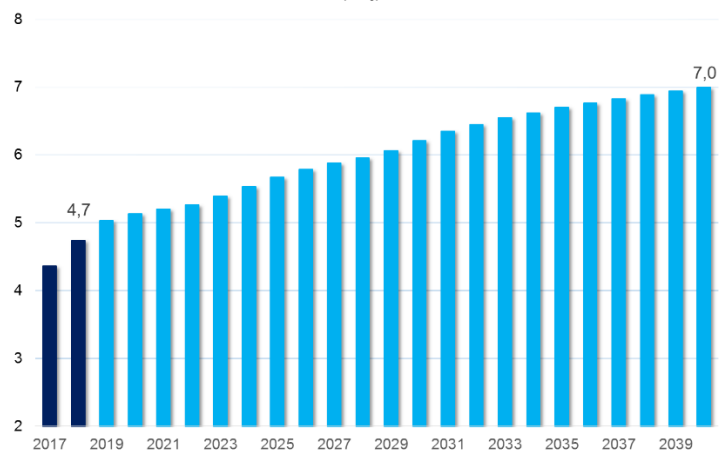
1 naturel associé. L'augmentation de la production dans Permien aura donc une incidence
2 directe sur le marché gazier.

3 **La production au Canada**

4 Selon l'Office national de l'énergie⁶ (« ONÉ »), la production totale canadienne de pétrole
5 brut sera en croissance sur la période 2018-2040. De 4,7 Mb/j en 2018, elle atteindra 7,0 Mb/j
6 en 2040.

Graphique 6

Production de pétrole au Canada
(Mb/j)



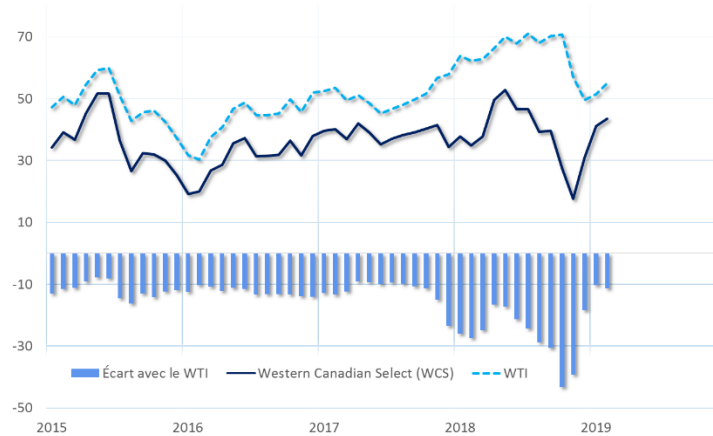
Source: Office national de l'énergie (ONÉ)

7 L'essentiel de la croissance de la production de pétrole au Canada proviendra de
8 l'exploitation des sables bitumineux, plus précisément de l'agrandissement d'installations de
9 récupération *in situ* existantes plutôt qu'à la mise en service de nouveaux projets. Rappelons
10 que le gaz naturel est le principal combustible utilisé pour la production des sables
11 bitumineux.

12 À l'instar des prix mondiaux du pétrole, les prix du pétrole canadien ont également enregistré
13 un important repli qui s'est toutefois amorcé vers la fin du premier semestre 2018. En mai
14 2018, le prix du Western Canadian Select (« WCS ») atteignait les 53 \$ US/b pour fléchir à
15 quelques 18 \$ US/b en novembre 2018.

⁶ ONÉ, Avenir énergétique du Canada en 2018 : offre et demande énergétique à l'horizon 2040.

Graphique 7

Évolution du prix du pétrole canadien
(\$US/b)

Source: EIA, Oil Sands Magazine

1 Cette situation a amené le gouvernement de l'Alberta et l'Agence de réglementation de
 2 l'énergie de l'Alberta à imposer une réduction de 325 000 barils de pétrole brut par jour, soit
 3 une réduction de 8,7 % de la production actuelle de 3,7 Mb/j de la province et ce, à compter
 4 de janvier 2019 jusqu'à la fin de l'année. Le but de ce rationnement est de faire baisser les
 5 réserves de pétrole de la province et ainsi diminuer l'écart de prix entre le baril de brut
 6 canadien et le baril américain.

7 Selon l'ONÉ, cet écart de prix devrait toutefois se maintenir à des niveaux élevés malgré les
 8 efforts de l'Alberta et ce, en raison des volumes de production qui excèdent les capacités
 9 d'exportations des oléoducs canadiens. De surcroît, le WCS devrait également être entraîné
 10 à la baisse par la limitation à 0,5 % de la teneur en soufre adoptée par l'Organisation maritime
 11 internationale (« OMI ») et qui entrera en vigueur dès janvier 2020. Ce faisant, l'ONÉ estime
 12 que le brut lourd canadien aura de plus en plus de concurrence des raffineurs de la côte
 13 américaine du golfe du Mexique, situation qui amènera une baisse de la demande de pétrole
 14 canadien et une pression à la baisse additionnelle sur le WCS.

15 1.2. Marché gazier : des fondamentaux solides

16 La dernière décennie a été marquée par d'énormes changements dans les techniques de
 17 production de gaz naturel en Amérique du Nord. Avec l'intégration des forages horizontaux
 18 et des techniques de fracturation en plusieurs étapes, le marché nord-américain du gaz

1 naturel s'illustre par une augmentation marquée de sa production. La faiblesse des prix
2 découlant de ce contexte d'abondance a pour effet de hausser la demande continentale et
3 internationale pour le gaz nord-américain.

4 **1.2.1. Contexte gazier aux États-Unis**

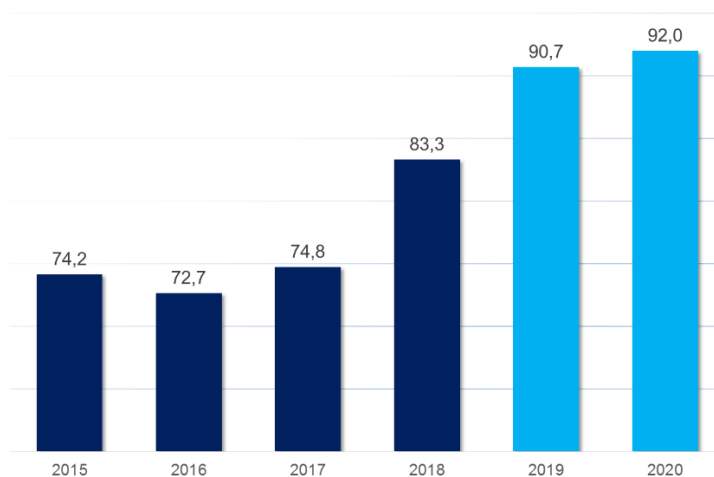
5 Les réserves gazières sont importantes aux États-Unis. La révision annuelle de ces
6 réserves les porte à quelques 464Tcf en 2017, soit une augmentation de 36 % par rapport
7 à 2016 selon les plus récentes données de l'EIA.

8 Depuis 2007 et jusqu'en 2015, la croissance de la production de gaz naturel aux États-
9 Unis n'avait connu aucun raté. Or, une baisse drastique des forages, à la suite de la chute
10 des prix durant le premier semestre de 2016, aura finalement eu un impact à la baisse sur
11 la production de gaz naturel cette année-là.

12 Dès 2017 par contre, la production américaine s'est remise à croître et les attentes quant
13 à la croissance de l'offre sont très élevées pour les prochaines années.

Graphique 8

Production de "Dry Gas" aux États-Unis
(Bcf/j)



Source: EIA, Short-Term Energy Outlook, Mars 2019

1 Selon les prévisions de l'EIA⁷, la production annuelle moyenne sera de 90,7 Bcf/j en 2019
2 et de 92,0 Bcf/j en 2020. Il s'agit d'une augmentation substantielle par rapport à une
3 moyenne de 83,3 Bcf/j en 2018. La croissance de la production sera concentrée dans
4 deux régions, soit dans les bassins de Marcellus et Utica dans les Appalaches, et dans le
5 bassin de Permien situé au Texas et au Nouveau-Mexique⁸.

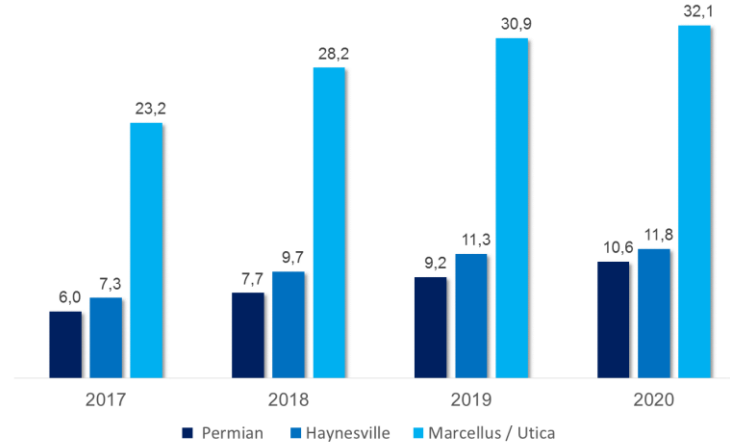
6 Au cours des prochaines années, la croissance de la production aux États-Unis dépassera
7 la croissance de la consommation domestique. L'augmentation de la production servira
8 principalement à approvisionner les exportations de gaz naturel gazeux et liquéfié. Les
9 États-Unis sont devenus un exportateur net de gaz naturel et cette tendance se poursuivra
10 au cours des prochaines années. L'EIA prévoit que les exportations nettes de GNL
11 atteindront en moyenne 4,8 Bcf/j en 2019 et 6,5 Bcf/j en 2020, contre 2,8 Bcf/j en 2018.
12 Quant aux exportations nettes par gazoducs, essentiellement vers le Mexique et le
13 Canada, celles-ci se situeront à 0,7 Bcf/j en 2019 et à 1,6 Bcf/j en 2020, contre -0,9 Bcf/j
14 en 2018.

15 Depuis plusieurs années, la croissance soutenue de la production américaine de gaz
16 naturel provient principalement des bassins Marcellus et Utica de la région des
17 Appalaches. Entre 2018 et 2020, Platts prévoit une croissance de 9,0 Bcf/j (+11,1%) de
18 la production de l'ensemble des bassins gaziers. Les bassins des régions Appalaches et
19 Permien accapareront respectivement 43 % et 32 % de cette croissance.

⁷ EIA, Short-Term Energy Outlook – mars 2019.

⁸ EIA Today in Energy – 15 février 2019.

Graphique 9

Production de gaz naturel des principaux bassins
gaziers aux États-Unis
(Bcf/j)

Source: PLATTS, US Gas Short-Term Forecast, 19 février 2019

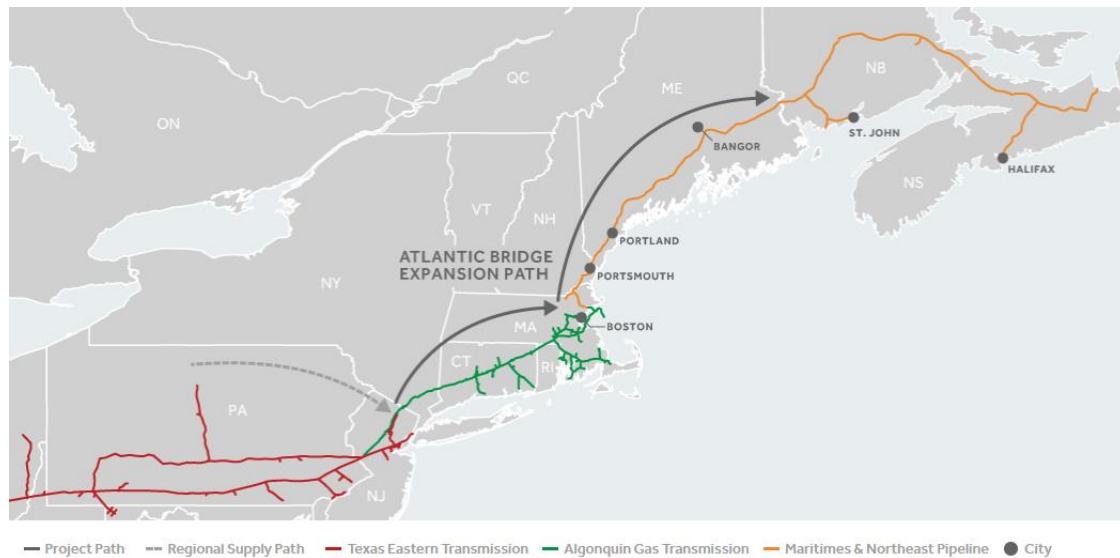
1 Platts⁹ estime que la production d'Utica et de Marcellus s'élèvera à 32,1 Bcf/j en 2020,
 2 pour représenter près de 36 % de la production totale de gaz naturel aux États-Unis.
 3 Rappelons que la mise en service en 2018 des gazoducs Rover phase 2 (3,25 Bcf/j) et
 4 Nexus (1,5 Bcf/j)¹⁰ permettra de faciliter l'écoulement du gaz naturel de la région des
 5 Appalaches vers l'Ouest et les marchés du Michigan et du Nord-Est canadien par le
 6 carrefour de Dawn.

7 Pour la Nouvelle-Angleterre plus à l'Est, la mise en service du gazoduc Atlantic Bridge
 8 devrait permettre d'acheminer davantage de gaz naturel de la région des Appalaches vers
 9 la Nouvelle-Angleterre et le Nouveau-Brunswick.

⁹ Platts – US Gas Short-Term Forecast – 19 février 2019.

¹⁰ EIA, Today in Energy, 18 mai 2018.

Carte 2 : Projet d'extension Atlantic Bridge¹¹



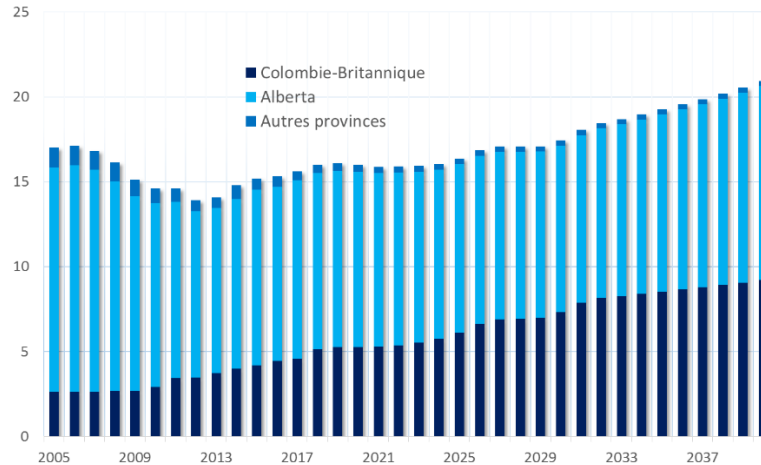
1 Cette extension du réseau de transport et la croissance entamée et à venir des volumes
 2 transportés sur le gazoduc PNGTS permettront de mieux approvisionner l'Est du Canada
 3 et le Nord-Est des États-Unis, dans le contexte notamment de la fin de l'exploitation des
 4 gisements extracôtiers Deep Panuke et de Sable Island au large de la Nouvelle-Écosse.

5 **1.2.2. Contexte gazier au Canada**

6 La production de gaz naturel au Canada connaît une bonne croissance depuis 2012,
 7 comme le démontre le graphique ci-dessous. L'ONÉ prévoit que la production de gaz
 8 naturel devrait totaliser quelques 20,9 Bcf/j à l'horizon 2040. La contribution de la
 9 production provenant de la Colombie-Britannique devrait passer de 32 % en 2018 à 44 %
 10 en 2040.

¹¹ <https://www.enbridge.com/projects-and-infrastructure/projects/atlantic-bridge>

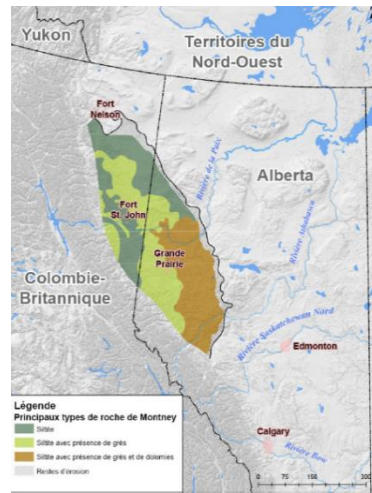
Graphique 10

Production canadienne de gaz naturel
(Bcf/j)

Source: Office national de l'énergie (ONÉ)

1 En 2017, la formation du bassin de Montney accaparait 32,6 % de la production
 2 canadienne totale. Montney s'étend sur 130 000 kilomètres carrés dans une diagonale du
 3 nord-est de la Colombie-Britannique au nord-ouest de l'Alberta. Ce bassin dispose d'une
 4 quantité estimative de gaz commercialisable de 449 Tpi³ sur un total canadien de
 5 1 225 Tpi³ ¹². L'ONÉ estime que la croissance de la production gazière au Canada
 6 proviendra principalement de ce bassin d'ici 2040 avec près de 46 % de la production
 7 totale.

¹² <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlrgs/rprt/lmtptntlmntnyfrmtn2013/lmtptntlmntnyfrmtn2013-fra.html>

Carte 3 : Formation de Montney

1 Montney se compare donc avec les plus grands bassins de production nord-américains
2 sur les plans des réserves et de la production. D'autres zones gazières, telles que Horn
3 River dans le nord de la Colombie-Britannique et le bassin de Liard, sont très
4 prometteuses en termes de productivité des puits. Cependant, celles-ci sont éloignées du
5 réseau de transport existant et devront bénéficier de conditions économiques et
6 commerciales avantageuses pour pouvoir se développer.

7 Même si le potentiel gazier du bassin sédimentaire canadien est énorme, l'accès aux
8 marchés est difficile. L'industrie du gaz naturel au Canada fait face à une compétition
9 féroce des producteurs de shales américains. Les ressources à très bas coûts de
10 Marcellus évincent le gaz canadien sur les marchés du Nord-Est américain et sont de plus
11 en plus présentes en Ontario et au Québec avec le développement des nouvelles
12 capacités de transport associées aux gazoducs Rover et Nexus notamment.

13 Un obstacle important à la compétitivité du gaz canadien sur les marchés de l'Est
14 canadien réside dans les tarifs de transport réguliers sur le réseau principal de TCPL. En
15 effet, la régionalisation des approvisionnements gaziers découlant de l'abondance de la
16 ressource à Dawn s'est traduite, il y a quelques années, par le remplacement des
17 capacités de transport LH par des capacités courtes distances (« SH »), ainsi qu'à une
18 baisse notable des volumes. Ces éléments ont fait en sorte que les tarifs du réseau
19 principal de TCPL ont augmenté de manière significative, motivant davantage certains

1 expéditeurs dont Énergir, à privilégier un approvisionnement gazier plus près de leur
2 franchise afin d'économiser des coûts de transport.

3 TCPL a toutefois proposé des services à prix fixe de long terme entre Empress et Dawn¹³
4 de même qu'entre Empress et North Bay Junction¹⁴ afin de redonner cette compétitivité
5 au gaz naturel produit dans l'ouest canadien. Également, la baisse significative des tarifs
6 de transport sur le réseau de TCPL approuvée par l'ONÉ et en vigueur depuis le 1^{er} février
7 2019 a contribué à améliorer cette compétitivité¹⁵.

Exportations canadiennes de GNL

8 En plus des marchés traditionnels, plusieurs sont d'avis que la croissance de la production
9 gazière au Canada doit nécessairement passer par des exportations de GNL sur le
10 marché international, dont la demande pourrait croître de 45 % au cours des 25
11 prochaines années selon l'ONÉ. Bien que plusieurs projets aient été proposés et aient
12 obtenu leur permis d'exportation à long terme, aucun n'a encore vu le jour. On notera
13 toutefois que les investisseurs derrière le projet de terminal de GNL Kitimat ont donné leur
14 assentiment au développement du projet qui devrait entrer en service d'ici 2027¹⁶. Il s'agit
15 d'une consommation annuelle maximale de 1 266 Bcf qui s'ajoutera à la demande
16 actuelle.

17 Aussi, l'ONÉ note que l'attrait économique de ces projets s'est amélioré depuis un an.
18 Dans tous les scénarios prévisionnels, l'ONÉ prévoit donc que le GNL provenant de la
19 côte de la Colombie Britannique sera exporté à partir de 2025 à la hauteur de 0,75 Bcf/j
20 et que ce volume doublerait en 2026 pour atteindre 1,50 Bcf/j.

1.3. Carrefour d'échange de Dawn

21 Le carrefour de Dawn est relié à une dizaine de gazoducs provenant des États-Unis et du
22 Canada qui lui donnent accès aux grands bassins d'approvisionnement en Amérique, soit le
23

¹³ Dossier OF-Tolls-Group1-T211-2017-02 01, Instance RH-003-2017.

¹⁴ Dossier OF-Tolls-Group1-T211-2018-03 01, Instance RH-002-2018.

¹⁵ Dossier OF-Tolls-Group1-T211-2017-04 01, Instance RH-001-2018.

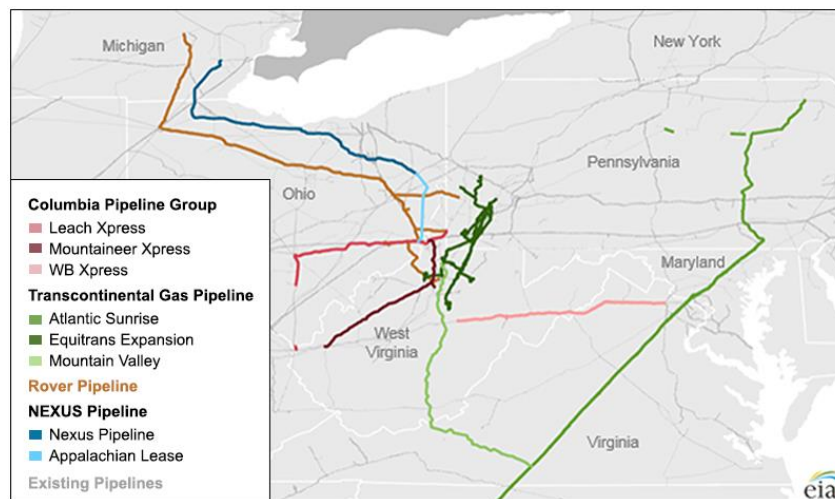
¹⁶ LNG Canada Development Inc., licence GL-330 de mai 2016 ([A77188](#)) et licence AO-001-GL-330 de février 2018 ([A89942](#)).

1 BSOC, les Rocheuses américaines, le « Mid-Continent », le golfe du Mexique et
2 Marcellus/Utica.

3 En 2018, l'accès de Dawn aux grands bassins du Nord-Est des États-Unis s'est amélioré
4 encore davantage avec la mise en service des gazoducs Rover et Nexus.

5 Le gazoduc Rover est un gazoduc d'une capacité totale de 3,25 Bcf/j entre Clarington et
6 Defiance en Ohio et un autre segment de 1,3 Bcf/j entre Defiance et Dawn. Rover a, sous
7 contrat, le transport de près de 1 Bcf/j entre Marcellus/Utica et l'est du Canada via le pipeline
8 Vector. Nexus est un gazoduc d'une capacité de 1,5 Bcf/j à partir des champs de Marcellus
9 et d'Utica. Ce projet vise à desservir les marchés du Midwest américain et de l'est du Canada,
10 à Dawn, par Vector.

Carte 4: Gazoducs Nexus et Rover



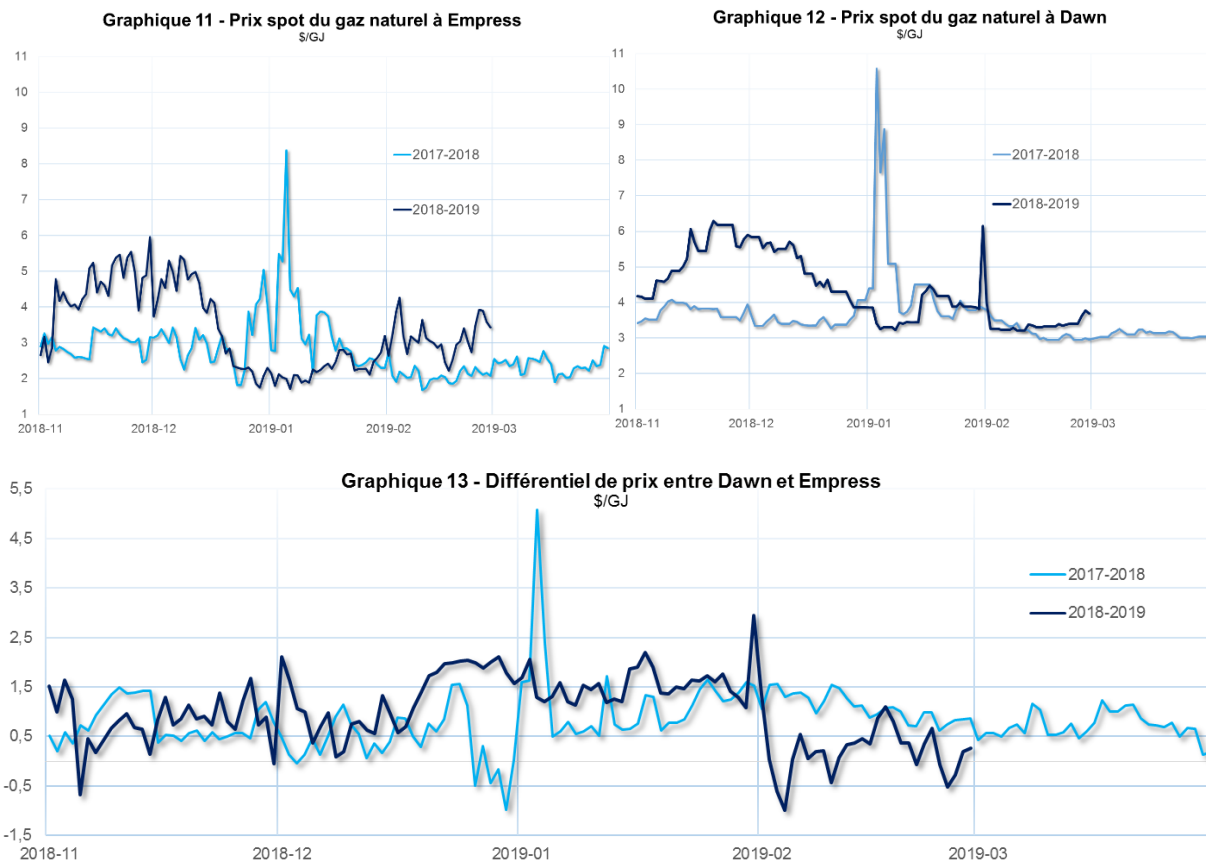
Source: Energy Information Administration

11 Dans le Nord-Est, notons que le projet de gazoduc Constitution permettant de relier le bassin
12 des Appalaches à l'État de New York, notamment à la ville de New York, est toujours retardé
13 par un débat judiciaire qui s'éternise. En avril 2016, le
14 *New York Department of Environmental Conservation* refusait d'accorder la certification pour
15 la qualité de l'eau au projet. Le dossier est devant les tribunaux et la FERC. En novembre
16 2018, la FERC accordait un prolongement de deux ans de l'ordonnance d'exécution des
17 travaux (« Certificate Order ») de construction du pipeline.

1 1.4. Prix du gaz naturel

2 Les prix du gaz naturel est la résultante d'un équilibre entre l'offre et la demande. Alors que
 3 l'offre de gaz naturel s'appuie sur des puits de production, des réseaux de transport et des
 4 niveaux d'entreposage, la demande est essentiellement déterminée par les besoins des
 5 consommateurs. Les graphiques 11, 12 et 13 présentent les prix à Empress et à Dawn ainsi
 6 que le différentiel de prix pour l'hiver 2018-2019 et pour l'hiver 2017-2018.

Graphiques 11, 12, et 13



7 En moyenne, du 1^{er} novembre 2017 au 28 février 2018, les prix spot du gaz naturel à
 8 Empress ont été de 2,89 \$/GJ et de 3,76 \$/GJ à Dawn. En 2018-2019, sur la même période,
 9 les prix moyens ont été de 3,38 \$/GJ à Empress et de 4,37 \$/GJ à Dawn.

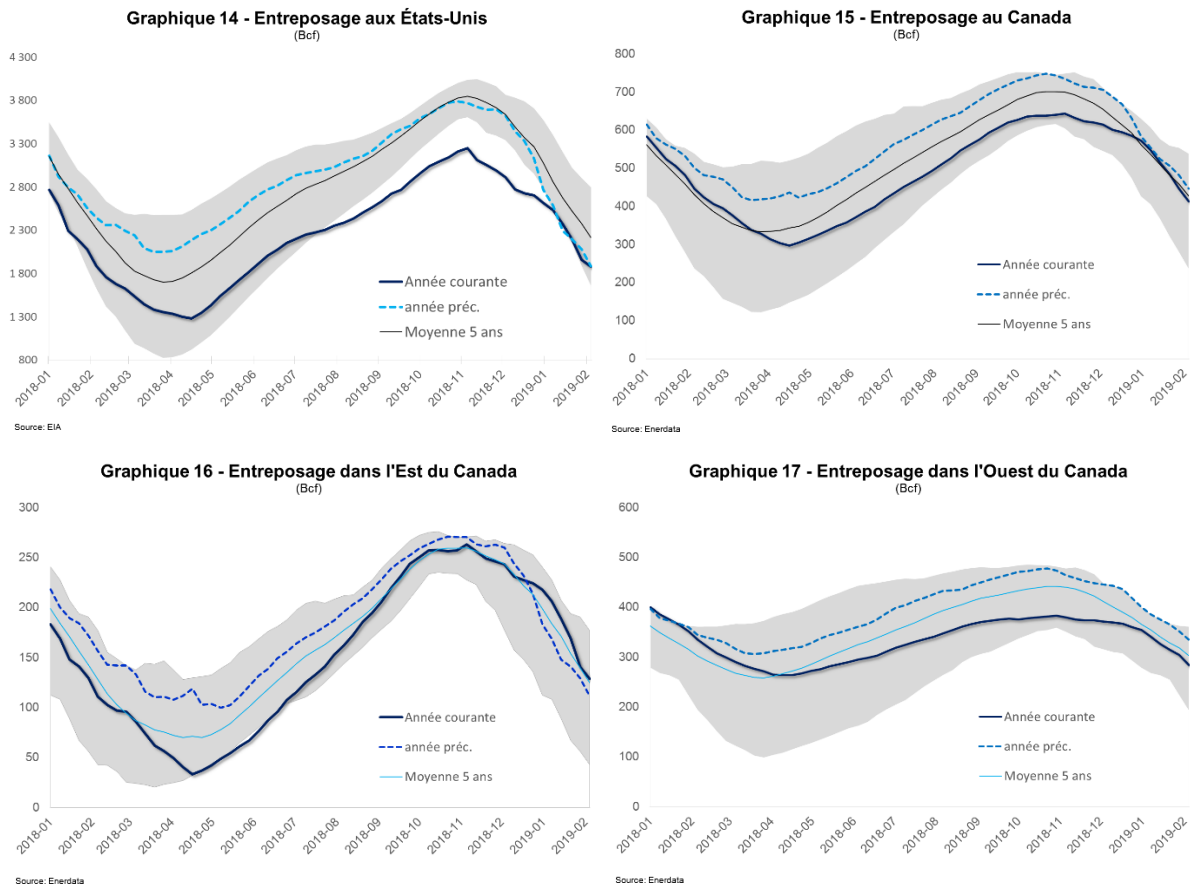
1 Au cours de l'hiver 2018-2019, les prix du gaz naturel ont évolués dans un contexte où les
2 niveaux d'entreposage ont été parmi les plus faibles à l'échelle continentale en raison d'un
3 été plus chaud. Les besoins accrus en climatisation aux États-Unis ont contribué à maintenir
4 les prix du gaz relativement élevés faisant en sorte de réduire l'écart entre les prix d'été et
5 ceux d'hiver qui déterminent en partie l'intérêt économique d'entreposer ou non.

6 Les graphiques suivants illustrent la faiblesse des niveaux d'entreposages notamment aux
7 États-Unis où ils se sont situés sous la moyenne historique et sous le plus bas niveau des 5
8 dernières années. Au Canada, notamment dans l'Est, les niveaux d'entreposage se sont
9 maintenus à l'intérieur des minimum et maximum observés, bien qu'en deçà de la moyenne
10 historique de 5 ans.

11 Dans l'Ouest canadien, le prix du gaz naturel à Empress a augmenté pour atteindre une
12 moyenne de 3,38 \$/GJ au cours des 4 premiers mois de l'année 2018-2019 contre 2,89 \$/GJ
13 pour la même période de 2017-2018. Ainsi, le différentiel Empress-Dawn a été de 0,99 \$/GJ
14 cette année comparativement à 0,79 \$/GJ l'année dernière.

15 Généralement moins volatils que les prix à Empress, les prix du gaz naturel à Dawn ont
16 augmenté en novembre 2018 en raison de températures plus froides et ce, même si les
17 niveaux d'entreposage de l'est du Canada étaient relativement supérieurs à ceux des États-
18 Unis. En effet, dès le début d'hiver, une vague de grand froid qui a sévi au Québec et sur le
19 reste du continent a amené de la volatilité sur le marché du gaz naturel dans un contexte où
20 les niveaux d'entreposage se situaient sous les moyennes historiques. Durant toute la
21 deuxième moitié du mois de novembre, le prix quotidien à Dawn s'est situé au-dessus des
22 5 \$/GJ, allant même jusqu'à franchir les 6 \$/GJ vers la fin du mois.

Graphiques 14, 15, 16 et 17



1 Un hiver plus doux durant les mois de décembre et janvier aura permis des retraits
 2 d'entrepasage moins élevés que ceux des dernières années, contribuant ainsi au relèvement
 3 des niveaux d'entrepasage par rapport aux niveaux historiques.

4 L'enjeu des niveaux d'entrepasage semble avoir eu peu d'effet sur les prix des contrats à
 5 terme pour l'été 2019, mais contribue toutefois à des prix de contrats à terme plus élevé pour
 6 l'hiver 2019-2020. En date du 11 mars 2019, le gaz naturel à Dawn se transigeait à 3,39 \$/GJ
 7 pour l'été 2019 et à 3,95 \$/GJ pour l'hiver 2019-2020, contre 2,85 \$/GJ et 3,44 \$/GJ
 8 respectivement à pareille date en 2018.

1 Les attentes à court et à moyen termes à l'égard du prix du gaz naturel

2 Au cours des années, la demande de gaz naturel s'est accrue au fur et à mesure que la forte
3 croissance de la production rendait la molécule abondante et disponible à un prix davantage
4 concurrentiel. À court et moyen termes, ce contexte demeure et contribue à maintenir les prix
5 du gaz naturel à des prix bas.

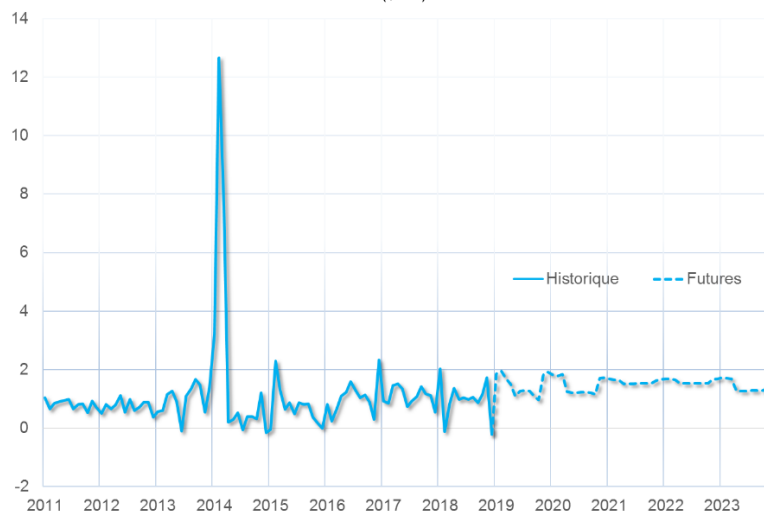
6 Pour ce qui est des prix continentaux, l'EIA s'attend à des prix relativement constants en
7 2019 et en 2020. Selon les prévisions de l'EIA, les prix à Henry Hub qui ont été en moyenne
8 à 3,15 \$US/MMBtu en 2018, seront de 2,83 \$US/MMBtu en 2019 et à 2,80 \$US/MMBtu en
9 2020.

10 Les graphiques suivants présentent les prix du gaz naturel à Empress et Dawn ainsi que les
11 prix « Futures » basés sur la moyenne des prix publiés par TD Securities au cours de la
12 période du 3 au 14 décembre 2018.

Graphique 18

Prix du gaz à Empress
(\$/GJ)



Graphique 19**Prix du gaz à Dawn**
(\$/GJ)**Graphique 20****Différentiel de prix entre Dawn et Empress**
(\$/GJ)

- 1 Les prix « Futures » se situent à l'intérieur de la fourchette des niveaux historiques observés
- 2 depuis 2009. Quant au différentiel de prix entre Empress et Dawn, il fluctue autour de
- 3 1,50 \$/GJ.

1 Historiquement, Énergir présentait à l'annexe 1 l'évolution historique et la valeur des
2 « Futures » des différentiels de prix par rapport à Henry Hub pour différents points d'échange
3 de gaz naturel. Toutefois, depuis la Cause tarifaire 2018-2019, le tiers qui fournissait cette
4 évolution et acceptait qu'elle soit déposée à la Régie n'accepte plus de le faire. En
5 conséquence, Énergir n'a pu préparer l'annexe 1 à l'instar de l'an dernier.

6 **1.5. En résumé**

7 La production continentale de gaz naturel assure une abondance de la ressource et un prix
8 concurrentiel permettant de satisfaire une demande interne en croissance et d'accroître les
9 exportations vers les marchés internationaux. Les bassins de production des Appalaches
10 sont toujours au premier plan en ce qui a trait à l'augmentation de la production. Avec la
11 remontée des cours pétroliers au cours de la période 2016-2018, la production de pétrole
12 s'est accrue ainsi que celle de gaz associé, notamment dans le bassin de Permien.

13 Au Canada, la production de gaz naturel a continué de croître en 2017 grâce au
14 développement des réserves de la formation de Montney dans l'Ouest du pays. Malgré une
15 forte demande de gaz naturel au niveau international, certaines contraintes liées au transport
16 de la ressource hors des lieux de production limitent le développement des projets de
17 liquéfaction sur les côtes du Pacifique et de l'Atlantique.

18 Quant au carrefour de Dawn, la mise en place de la phase 2 du projet Rover et de Nexus a
19 contribué à renforcer le lien entre ce carrefour et la production de Marcellus/Utica. La
20 proximité de ces importants bassins de production et les liens importants qui les relie
21 contribuent au bon positionnement du carrefour de Dawn. La faiblesse des prix à ce point sur
22 le marché à terme le confirme. Bien que le différentiel de prix entre Empress et Dawn tourne
23 autour de 1,50 \$/GJ pour les cinq prochaines années, l'approvisionnement à Dawn plutôt qu'à
24 Empress, procure un avantage puisque l'économie en frais de transport fait plus que
25 compenser cet écart de prix.

2. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

2.1. Hypothèses économiques

Le tableau ci-dessous présente les hypothèses économiques utilisées dans ce plan d'approvisionnement.

Tableau 3

Hypothèses économiques				
	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Croissance du PIB québécois	1,6%	1,7%	1,6%	1,7%
Taux d'inflation québécoise	1,9%	2,0%	1,9%	2,0%
Taux de change (\$US/\$CAN)	0,76	0,76	0,76	0,77

Sources des prévisions

PIB Québec 2019-2020

Moyenne de prévisions :

Desjardins (jan. 19)

Conference Board du Canada (déc. 18)

Banque Toronto Dominion (déc. 18)

Banque Nationale (jan. 19)

BMO (jan. 19)

Banque Royale (déc. 18)

PIB Québec 2020-2021 à 2022-2023

Moyenne de prévisions :

Desjardins (jan. 19)

Conference Board du Canada (déc. 18)

Inflation Québec 2019-2020

Moyenne de prévisions :

Desjardins (jan. 19)

Conference Board du Canada (déc. 18)

Banque Toronto Dominion (déc. 18)

BMO (jan. 19)

Banque Royale (déc. 18)

1

Tableau 5

Hypothèses retenues (\$CAN/GJ)				
	octobre	nov.- mars	avr.-sept.	année
2019-2020				
Prix à Empress	2,30 \$	2,09 \$	1,71 \$	1,92 \$
Prix à Dawn	3,26 \$	3,93 \$	2,93 \$	3,38 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,83 \$	3,76 \$	3,64 \$	3,70 \$
2020-2021				
Prix à Empress	1,80 \$	1,87 \$	1,36 \$	1,61 \$
Prix à Dawn	2,96 \$	3,55 \$	2,88 \$	3,16 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,53 \$	3,51 \$	3,46 \$	3,49 \$
2021-2022				
Prix à Empress	1,42 \$	1,89 \$	1,37 \$	1,59 \$
Prix à Dawn	2,95 \$	3,54 \$	2,90 \$	3,17 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,40 \$	3,41 \$	3,39 \$	3,40 \$
2022-2023				
Prix à Empress	1,41 \$	1,80 \$	1,61 \$	1,67 \$
Prix à Dawn	2,95 \$	3,49 \$	2,89 \$	3,15 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,33 \$	3,36 \$	3,39 \$	3,37 \$

Source : TD Securities

2 Le choix du prix des contrats d'échange comme base pour établir le prix du service de
 3 fourniture de gaz naturel est justifié par le fait que cet élément constitue le principal intrant
 4 dans le calcul de ce prix. Il est à noter que le prix du service de fourniture diffère du prix à
 5 Dawn selon le point de référence en raison de l'écart de coût cumulatif associé au calcul du
 6 tarif de fourniture.

Prix du pétrole et produits pétroliers

7 Le tableau suivant présente les prix « Futures » offerts sur le marché financier pour le pétrole
 8 durant les périodes couvertes par le plan d'approvisionnement.

Tableau 6

Marché financier - moyenne en date du 14 décembre 2018				
Prix du pétrole (\$US/b)				
	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Brent	61,43	61,08	60,93	61,24

Source : TD Securities

- 1 Les hypothèses retenues par Énergir sont présentées au tableau suivant. La même
- 2 méthodologie que pour le gaz naturel a été utilisée, soit le prix des « Futures » offerts sur le
- 3 marché financier.

Tableau 7

Hypothèses retenues	
2019-2020	
Prix du Brent (\$US/baril)	61,43
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	73,22
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,75
2020-2021	
Prix du Brent (\$US/baril)	61,08
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	72,42
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,74
2021-2022	
Prix du Brent (\$US/baril)	60,93
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	71,97
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,74
2022-2023	
Prix du Brent (\$US/baril)	61,24
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	72,12
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,74

Source : TD Securities

Tarifs de l'électricité

- 1 Pour ce qui est des tarifs d'électricité, Énergir utilise l'hypothèse que les tarifs en vigueur au
- 2 1^{er} avril 2018 seront majorés de 2,0% au premier avril de chaque année, de 2019 à 2023.

3. SITUATION CONCURRENTIELLE

1 La situation concurrentielle indique la position relative de la facture de consommation de gaz
2 naturel par rapport à celle du mazout ou de l'électricité selon certains segments clés de la
3 clientèle d'Énergir. Toutefois, les coûts d'acquisition, d'entretien, d'installation des
4 équipements, ainsi que les taxes ne sont pas inclus dans ce calcul. La situation concurrentielle
5 du gaz naturel par rapport au mazout est obtenue en calculant le ratio du coût annuel du
6 mazout sur le coût annuel du gaz naturel, multiplié par 100. De la même manière, la situation
7 concurrentielle du gaz naturel par rapport à l'électricité est obtenue en utilisant le ratio du coût
8 annuel de l'électricité sur le coût annuel du gaz naturel, également multiplié par 100. Un ratio
9 inférieur à 100 indique une situation concurrentielle défavorable au gaz naturel, alors qu'à
10 l'inverse, un ratio supérieur à 100 illustre une situation concurrentielle favorable au gaz
11 naturel.

12 Les mesures de la situation concurrentielle pour le plan d'approvisionnement 2020-2023 sont
13 établies à partir des prévisions de prix de la section 2 (« Contexte économique et
14 énergétique ») du présent document. Les tarifs de distribution, de transport, d'inventaire et
15 d'équilibrage utilisés pour l'ensemble du plan correspondent à ceux actuellement en vigueur.

16 Énergir a aussi remplacé le taux actuel du SPEDE par des prévisions annuelles des taux du
17 SPEDE établies à partir des projections de prix des droits d'émission réalisées par
18 CaliforniaCarbon.info (« CCI ») et ClearBlue¹⁷. À cette prévision de prix des droits d'émission
19 sont ajoutés des coûts d'ajustement estimés par la différence entre les taux de SPEDE
20 effectifs depuis janvier 2018 et le prix moyen des cinq ventes aux enchères qui ont eu lieu de
21 novembre 2017 à novembre 2018. Le pourcentage que représentent ces coûts d'ajustement
22 par rapport au prix moyen des cinq ventes aux enchères pour le gaz naturel est appliqué sur
23 le prix moyen des mazouts lourds et légers de janvier 2018 à décembre 2018 issu du prix
24 moyen des cinq dernières ventes aux enchères. Les coûts d'ajustement pour les mazouts
25 lourds et légers exprimés en $\text{¢}/\text{m}^3$ sont ajoutés aux prévisions annuelles des taux de SPEDE.

26 Les deux tableaux suivants montrent les prix utilisés.

¹⁷ Voir R-4028-2017, B-0035, Énergir-3, Document 2, page 7.

Tableau 8
PROJECTION DES PRIX DES DROITS D'ÉMISSION DE 2020 A 2023

Année civile	(\$us/T CO ₂)	Taux de change	(\$can/T CO ₂)
2020			
2021			
2022			
2023			

Tableau 9
PROJECTION DES TAUX DU SPEDE PAR SOURCE D'ÉNERGIE 2020 À 2023

Année civile	Gaz naturel (¢can/m ³)	Mazout no 2 (¢can/l)	Mazout no 6 (¢can/l)
2020	4,53	6,56	7,54
2021	4,76	6,89	7,93
2022	5,13	7,42	8,54
2023	5,51	7,97	9,17

1 Pour chacun des cas types présentés, le coût du gaz naturel est établi en tenant compte de
 2 l'ensemble des composantes de la facture totale avant taxes. Il est à noter que d'autres
 3 modifications à la structure tarifaire ou aux taux utilisés pourraient donc influencer sur la situation
 4 concurrentielle présentée. Ce coût est ensuite comparé au coût d'une consommation
 5 équivalente pour les énergies alternatives, en tenant compte du pouvoir calorifique et de
 6 l'efficacité énergétique propre à chacune des sources d'énergie selon le marché considéré.
 7 Les caractéristiques spécifiques de chacun des cas types sont précisées ci-après.

8 **3.1. Marché grandes entreprises**

9 Les cas types présentés au Tableau 10 pour la grande entreprise sont établis en fonction
 10 des projections de prix de la fourniture de gaz naturel et du mazout n° 6 à 1 % de soufre

1 présentées au Tableau 7. La conversion vers le mazout est faite en considérant une efficacité
 2 énergétique de gaz naturel de 80 % et de 75 % pour le mazout lourd. Énergir pose comme
 3 hypothèse que le prix du mazout doit être majoré d'environ 1,00 \$/baril afin d'inclure les coûts
 4 de transport pour que le mazout soit acheminé au client puisque dans la composition du prix
 5 du gaz naturel, le transport est inclus. La position concurrentielle au palier 4.6 correspond à
 6 une consommation annuelle de 5,5 10⁶m³ et celle au palier 4.7 se réfère à une consommation
 7 annuelle de 20,0 10⁶m³. Pour les paliers 5.5 et 5.7, les consommations annuelles sont
 8 respectivement de 1,5 10⁶m³ et 7,0 10⁶m³. Avec de telles consommations, seulement le cas
 9 type au palier 4.7 n'inclut pas le prix du SPEDE étant donné qu'en consommant de tels
 10 volumes, le client est un « émetteur » au sens du *Règlement concernant le système de*
 11 *plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* et par le fait même
 12 ne serait pas soumis à la composante SPEDE sur sa facture de gaz naturel. Les profils
 13 mensuels de consommation des cas types sont établis selon les profils mensuels moyens
 14 des clients qui consomment à ces tarifs.

Tableau 10

SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2020 à 2023
Marché grandes entreprises

(Gaz naturel = 100) Palier tarifaire	Service continu		Service interruptible	
	4.6	4.7	5.5	5.7
1 2019-2020				
2 Mazout n° 6 (1 % soufre)	194	213	194	219
3 2020-2021				
4 Mazout n° 6 (1 % soufre)	198	217	198	224
5 2021-2022				
6 Mazout n° 6 (1 % soufre)	199	220	199	225
7 2022-2023				
8 Mazout n° 6 (1 % soufre)	200	221	200	226

15 Pour les quatre années du plan d'approvisionnement, le gaz naturel maintiendra une situation
 16 concurrentielle favorable. Les prévisions peu élevées des prix du gaz naturel lui permettent
 17 de demeurer concurrentiel, et ce, malgré la baisse des cours des prix du pétrole. Au cours de

1 cette période, le mazout n° 6 devrait afficher un coût de 94 % à 126 % supérieur à celui du
2 gaz naturel.

3 L'écart de prix moyen projeté entre le mazout n° 6 et le gaz naturel pour les contrats à court
4 terme est présenté au Tableau 11. L'écart entre les prix est déterminé selon l'hypothèse de
5 consommation hors hiver afin de refléter la consommation de gaz d'appoint concurrence.
6 Ainsi, le gaz naturel devrait bénéficier d'un écart favorable allant de 11,13 \$/GJ en 2020 à
7 11,30 \$/GJ en 2023.

Tableau 11
ÉCART DE PRIX MOYEN PROJETÉ 2020 à 2023
Marché grandes entreprises – Contrats à court terme

(Écart positif favorable gaz naturel)	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
¹ Écart de prix en \$/GJ				
² Mazout n° 6 vs gaz naturel	11,13	11,17	11,16	11,30

8 3.2. Marché des petit et moyen débits

9 Les cas types présentés au Tableau 12 et au Tableau 13 pour les clients à petit et moyen
10 débits sont établis en fonction du volume de consommation qui leur est attribué. Les tarifs de
11 distribution utilisés pour le calcul des factures correspondent au tarif D₁ pour les clients ayant
12 des profils chauffage et au tarif D₃ pour le cas à profil stable. Tout comme pour le prix du
13 mazout n° 6, un supplément (de 15 ¢/l au marché résidentiel et entre 9 ¢/l et 4 ¢/l, selon le
14 cas au marché affaires) est ajouté au prix de gros (rampe de chargement) du mazout n° 2,
15 afin de refléter les prix payés par les utilisateurs finaux, soit les clients. Ces suppléments
16 permettent de prendre en compte les coûts de transport, ainsi que les marges de distribution
17 associées aux marchés résidentiel et affaires. De surcroît, ces majorations sont basées sur
18 les marges de distribution moyennes analysées depuis le 1^{er} janvier 2017¹⁸.

¹⁸ Les marges de distribution ont été analysées à partir de l'écart moyen entre les données de la Régie de l'énergie sur les prix moyens de détail du mazout léger et les prix à la rampe de chargement.

3.3. Marché résidentiel

Pour les cas types résidentiels, les efficacités énergétiques suivantes sont considérés : 92 % au gaz naturel et 85 % pour le mazout si les équipements sont récents et plus efficaces, 74 % pour le gaz naturel et 75 % pour le mazout si les équipements sont âgés et moins efficaces. L'électricité a quant à elle une efficacité constante de 97 %, que les appareils soient âgés ou récents.

Tableau 12
SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2020 à 2023
Marché résidentiel (chauffage)

(Gaz naturel = 100)	Nouvelle construction	Construction existante	Construction existante
	Équipements récents et plus efficaces	Équipements récents et plus efficaces	Équipements âgés et moins efficaces
Vol. an. de chauff.	1 417 m ³	2 151 m ³	2 674 m ³
1 2019-2020			
2 Mazout n°2	149	160	150
3 Électricité	123	136	113
4 2020-2021			
5 Mazout n°2	149	161	151
6 Électricité	126	140	116
7 2021-2022			
8 Mazout n°2	149	161	151
9 Électricité	129	143	119
10 2022-2023			
11 Mazout n°2	150	161	151
12 Électricité	131	146	121

De 2020 à 2023, Énergir anticipe une situation concurrentielle favorable du gaz naturel par rapport aux autres sources d'énergie.

Considérant l'installation d'appareils efficaces, le gaz naturel permet d'éviter par exemple un surcoût par rapport au mazout n° 2 de l'ordre de 49 % à 61 % selon l'année considérée et les cas présentés.

Pour sa part, un client existant n'ayant pas modernisé ses appareils paiera tout de même moins cher pour se chauffer au gaz naturel que s'il possédait un appareil aussi âgé au mazout : le coût évité devrait se situer entre 50 % et 51 %.

3.4. Marché affaires

Tableau 13
SITUATION CONCURRENTIELLE PROJÉTÉE 2020 à 2023
Marché affaires

(Gaz naturel = 100)		Profils chauffage				Profil stable 400 000 m ³
		14 600 m ³	41 500 m ³	100 000 m ³	400 000 m ³	
1 2019-2020						
2	Mazout n° 2	177	193	206	224	311
3	Électricité	160	183	179	200	225
4 2020-2021						
5	Mazout n° 2	179	194	208	226	315
6	Électricité	165	183	185	207	234
7 2021-2022						
8	Mazout n° 2	179	194	208	226	316
9	Électricité	169	187	189	211	239
10 2022-2023						
11	Mazout n° 2	179	195	208	227	315
12	Électricité	172	190	192	214	242

La situation concurrentielle du gaz naturel face au mazout n° 2 dans le marché affaires demeurera favorable de 2020 à 2023. L'avantage concurrentiel du gaz naturel variera de 77 % à 216 % selon l'année et la quantité de gaz naturel consommée annuellement, l'avantage augmentant avec le niveau de consommation.

Face à l'électricité, l'avantage demeure favorable pour la facture de gaz naturel. Cet avantage est de 60 % à 142 % selon le cas et l'année considérés.

Pour le marché affaires, l'efficacité utilisée pour les calculs est de 85 % au gaz naturel et de 80 % pour le mazout afin de refléter les appareils sur le marché. Dans le cas de l'électricité, l'efficacité est laissée constante à 97 %.

4. PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2019)

1 Lors de Cause tarifaire 2018-2019, les prévisions pour l'année 2019 avaient été évaluées
2 plusieurs mois avant le début de l'année financière à partir des hypothèses économiques et des
3 informations disponibles pour les différents marchés. Les données utilisées ont varié depuis et, à
4 la lumière des mois réels enregistrés, une révision des prévisions de la demande pour l'année
5 2019 a été effectuée. La présente section explique les écarts entre les volumes prévus lors de la
6 Cause tarifaire 2018-2019¹⁹ et la plus récente révision volumétrique de l'année en cours, soit la
7 révision 4/8 2019.

8 **4.1. Livraisons 2018-2019 pour le marché grandes entreprises**

9 Le Tableau 14 présente l'écart entre la prévision des livraisons annuelles établie au moment
10 de la Cause tarifaire 2018-2019 (3 118,3 10⁶m³) et la révision volumétrique 4/8 2019
11 (3 146,3 10⁶m³). Les volumes associés aux différentes catégories représentent une variation
12 par rapport aux volumes de l'année précédente.

¹⁹ R-4018-2017, B-0218, GM-H, Document 1.

Tableau 14

ÉCARTS DE LIVRAISONS AU MARCHÉ GRANDES ENTREPRISES
Cause tarifaire 2018-2019 vs Révision volumétrique 4/8 2019

DESCRIPTION	Prévision Cause 2018-2019	Révision 4/8 2019
	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³
1 Livraisons au 30 septembre 2018 (après interruptions)	3 162,1*	3 181,0**
2 Interruptions	8,2	0,9
3 Continu D ₄	-	-
4 Interruptible D ₅	8,2	0,9
5 Livraisons au 30 septembre 2018 (avant interruptions)	3 170,3	3 181,9
6 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(29,2)	(17,6)
7 Continu D ₄	(25,2)	(15,2)
8 Interruptible D ₅	(4,0)	(2,4)
9 Gains (pertes) face à la concurrence	(1,6)	(62,7)
10 Continu D ₄	(1,6)	(54,9)
11 Interruptible D ₅	0,0	(7,9)
12 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(0,1)	(0,7)
13 Continu D ₄	(0,1)	(0,7)
14 Interruptible D ₅	-	-
15 Fluctuations de production	(96,8)	50,1
16 Continu D ₄	(85,2)	9,6
17 Interruptible D ₅	(11,7)	40,5
18 Migration des clients entre les tarifs D₁, D₃, D_M et D₄, D₅	13,3	8,8
19 Continu D ₄	13,3	8,4
20 Interruptible D ₅	(0,1)	0,4
21 Nouvelles ventes	50,5	-
22 Continu D ₄	53,3	-
23 Interruptible D ₅	(2,7)	-
24 Gaz d'appoint concurrence	11,9	(13,6)
25 Continu D ₄	-	-
26 Interruptible D ₅	11,9	(13,6)
27 Impact du 29 février	-	-
28 Continu D ₄	-	-
29 Interruptible D ₅	-	-
30 Livraisons anticipées au 30 septembre 2019 (avant interruptions)	3 118,3	3 146,3
31 Interruptions nettes	(5,6)	(7,4)
32 Continu D ₄	-	-
33 Interruptible D ₅	(5,6)	(7,4)
34 Livraisons anticipées au 30 septembre 2019 (après interruptions)	3 112,7	3 138,9

Note : L'addition des volumes peut occasionner des écarts en raison des arrondis

* Livraisons anticipées 2018, Révision budgétaire 4/8 2018 (R-4018-2017, B-0218, GM-H, Document 1, p. 52, ligne 1).

** Livraisons réelles 2018 (R-4079-2018, B-0048, Énergir-9, Document 1, p. 1, lignes 12 et 24, colonne 5) et incluant les volumes de GNL.

- 1 Les livraisons prévues avant interruptions lors de la révision volumétrique 4/8 2019 sont
- 2 supérieures de 27,9 10⁶m³ aux livraisons établies dans le cadre de la Cause tarifaire 2018-
- 3 2019 (3 118,3 10⁶m³ vs 3 146,3 10⁶m³).

1 Cette augmentation s'explique tout d'abord par des volumes de livraisons en 2018 supérieurs
2 à ceux prévus à la Cause tarifaire 2018-2019 (3 170,3 106m³ vs 3 181,9 106m³, soit 11,6
3 106m³ supplémentaires).

4 La révision à la hausse des volumes de la clientèle grandes entreprises (« GE ») s'explique
5 également par une importante augmentation de production. Cette hausse est généralisée à
6 l'ensemble des clients aux tarifs D4 et D5 et s'explique par la persistance d'un contexte
7 économique favorable.

8 D'autres éléments expliquent une baisse de volumes, mais à un niveau moindre que
9 l'augmentation de production.

10 En ce qui a trait aux énergies concurrentes, deux clients du secteur des pâtes et papiers et
11 un client du secteur de l'aluminerie ont décidé de convertir une partie de leur volume à
12 l'électricité lors de la révision volumétrique 4/8 2019 alors que cela n'était pas prévu lors de
13 la Cause tarifaire 2018-2019. Le client du secteur de l'aluminerie a réduit sa consommation
14 de 49,8 10⁶m³ aux tarifs D₄ et D₅ combinés en 2019 par rapport aux volumes réels de 2018.

15 En ce qui a trait à la maturation des nouvelles ventes, certains projets ne se sont pas réalisés,
16 ce qui explique l'écart entre ce qui était prévu à la Cause tarifaire 2018-2019 et la révision
17 volumétrique 4/8 2019.

18 On remarque aussi une baisse des volumes de gaz d'appoint concurrence (« GAC »)
19 attendus par rapport aux livraisons réelles de 2018 alors que les livraisons de GAC
20 augmentaient lors de la Cause tarifaire 2018-2019. Cela s'explique par une consommation
21 exceptionnellement élevée de GAC pour un client du secteur de la cimenterie en 2018. En
22 effet, ce client a consommé 44,5 106m³ en 2018 alors que sa consommation est évaluée à
23 28,7 106m³ lors de la révision volumétrique 4/8 2019. Lors de la Cause tarifaire 2018-2019,
24 ce client avait une consommation stable de GAC entre la révision volumétrique 4/8 2018 et
25 l'année 2019.

26 L'historique comparatif des livraisons globales entre les prévisions et le réel observé est
27 présenté à l'annexe 15, page 1.

4.2. Livraisons 2018-2019 pour le marché des petit et moyen débits

Le Tableau 15 présente l'écart entre la prévision de la demande annuelle établie au moment de la Cause tarifaire 2018-2019 (2 874,2 106m³) et la révision volumétrique la plus récente de l'année en cours, soit la révision 4/8 2019 (2 962,8 106m³). La résultante de chacun des exercices est présentée à la ligne 10. Les volumes associés aux différentes catégories représentent une variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

Tableau 15

ÉCARTS DE LIVRAISONS AU MARCHÉ PETIT ET MOYEN DÉBITS Cause tarifaire 2018-2019 vs Révision volumétrique 4/8 2019 (10⁶m³)

DESCRIPTION	Prévision Cause 2019	Révision 4/08 2019
1 Livraisons au 30 septembre 2018	2 909,3 [*]	2 911,8 ^{**}
2 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(14,7)	(13,9)
3 Économie d'énergie hors programmes	(24,2)	(21,5)
4 Énergies nouvelles	(3,0)	(3,0)
5 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(57,1)	10,0
6 Normale climatique	(4,7)	(4,7)
7 Impact du 29 février	-	-
8 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	(6,1)	(4,5)
9 Maturation des nouvelles ventes	74,7	88,6
10 Livraisons anticipées au 30 septembre 2019	2 874,2	2 962,8

* Livraisons anticipées 2018, Révision budgétaire 4/8 2018 (R-4018-2017, B-0218, GM-H, Document 1, page 55, ligne 1)

** Livraisons réelles 2018 (R-4079-2018, B-0048, Énergir-9, Document 1, page 1, ligne 5, colonne 5)

Pour l'année 2019, une hausse de la demande de 88,6 106m³ (2 962,8 106m³ vs 2 874,2 106m³) est anticipée par rapport aux livraisons initialement prévues lors de la Cause tarifaire 2018-2019. Tel que présenté dans le Tableau 15, cette hausse des livraisons est associée en grande partie à la variable « pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique » (-57,1 106m³ vs + 10,0 106m³), qui s'explique à la fois par la hausse des prévisions de la croissance du PIB entre les deux exercices, par les livraisons réelles particulièrement élevées des quatre premiers mois de 2019, ainsi que par l'augmentation plus grande qu'anticipée des livraisons prévues de la clientèle grandes entreprises au tarif

1 D₁. De plus, la persistance d'un contexte économique favorable combiné à une amélioration
2 de la position concurrentielle face aux autres sources d'énergie amènent une hausse des
3 prévisions des livraisons associées à la maturation des nouvelles ventes.

4 **4.3. Nombre de clients anticipés 4/8 2018-2019**

5 Dans sa décision D-2019-028 (paragr. 38), la Régie autorisait

6 « [...] l'utilisation de la formule paramétrique, telle que décrite à la 3.1 de la pièce B-0026,
7 pour établir les dépenses d'exploitation des années 2019-2020 à 2021-2022 [...] ».

8 Par ailleurs, dans sa décision D-2017-094 (paragr. 58) la Régie indiquait que selon la pratique
9 réglementaire usuelle, l'étude budgétaire d'un dossier tarifaire doit comporter une preuve
10 basée sur des résultats 5/7 ou 4/8 de l'année en cours. Ainsi, en soutien à l'utilisation de la
11 formule paramétrique d'établissement des dépenses d'exploitation, le tableau ci-dessous
12 présente le nombre de clients anticipés lors de la révision volumétrique 4/8 2019 ainsi que
13 dans la Cause tarifaire 2019-2020.

Tableau 16

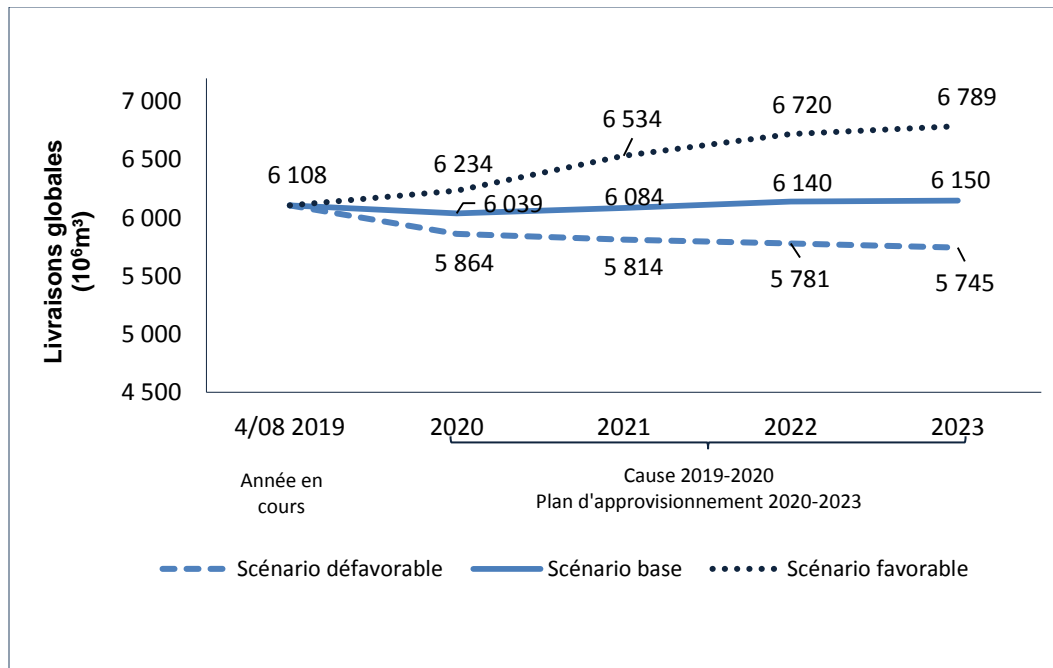
Nombre de clients	Total
4/8 2019	207 606
CT 2019-2020	209 787

5. PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2020-2023

14 La section qui suit présente les livraisons prévues pour les quatre années du plan
15 d'approvisionnement 2020-2023, et ce, pour les scénarios de base, favorable et défavorable. La
16 résultante de chacun des scénarios est illustrée dans le graphique ci-dessous.

Graphique 20

SCÉNARIOS DE BASE, FAVORABLE ET DÉFAVORABLE
Livraisons globales 2020-2023
(avant interruptions)



1 **5.1. Scénario de base 2020-2023**

2 **5.1.1. Livraisons 2020-2023 pour le marché grandes entreprises**

3 La prévision des volumes pour le marché grandes entreprises est effectuée client par
4 client et n'utilise pas de modèle économique spécifique. Ce sont près de 400 clients,
5 consommant environ 52 % des volumes globaux d'Énergir, qui ont été contactés par les
6 représentants d'Énergir afin de produire des prévisions de livraisons propres à la réalité
7 de chacun. Énergir discute avec chacun de ces clients dans le but d'établir des prévisions
8 sur l'horizon du plan d'approvisionnement et de tenir compte des facteurs économiques
9 et contextuels qui pourraient influencer la consommation des clients. Que ce soit par le
10 contexte de marché dans lequel évolue le client, des variations de production anticipées,
11 des dynamiques de prix des énergies alternatives, de l'efficacité énergétique ou autres,
12 les représentants d'Énergir s'informent sur les différents paramètres pouvant modifier les
13 habitudes de consommation de leurs clients.

1 Dans le but de bien évaluer les prévisions des volumes, les représentants fournissent à
2 leurs clients des historiques de consommation auxquels sont ajoutés les volumes
3 d'interruption. Cette consommation devient le point de départ de leur prévision de
4 livraison. Le conseiller discute ensuite des profils mensuels de consommation future avec
5 son client et le questionne afin d'en justifier les écarts. En fonction de leurs profils de
6 consommation et de leurs contrats respectifs, les clients aux tarifs D₃ et D₄ peuvent
7 modifier leur volume souscrit, ce qui détermine le prix payé. Les règles décrites aux
8 *Conditions de service et Tarif* sont alors applicables.

9 Les raisons expliquant les variations de consommation sont ensuite regroupées en
10 grandes catégories. Le Tableau 16 présente la prévision de la demande de gaz naturel
11 pour le marché grandes entreprises au scénario de base pour la durée du plan
12 d'approvisionnement. Les volumes associés aux différentes catégories représentent une
13 variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

14 Par exemple, la ligne 4 du Tableau 17, « Pertes liées à l'efficacité énergétique »,
15 correspond à la réduction des volumes attribuables au Plan global en efficacité
16 énergétique (PGEÉ). L'impact du PGEÉ sur les volumes livrés est déterminé par rapport
17 à l'historique des gains en efficacité énergétique réalisés par le plan, ainsi que par les
18 prévisions d'économies des participants qui y sont actuellement engagés.

Tableau 17

**LIVRAISONS GAZ NATUREL 2020-2023
MARCHÉ GRANDES ENTREPRISES**

DESCRIPTION	Continu	Interruptible	Total
	D ₄ 10 ⁶ m ³	D ₅ 10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³
1 Livraisons anticipées au 30 septembre 2019 (après interruptions)	2 773,9	365,0	3 138,9
2 Interruptions nettes	0,0	7,4	7,4
3 Livraisons anticipées au 30 septembre 2019 (avant interruptions)	2 773,9	372,3	3 146,3
4 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(26,4)	(3,0)	(29,4)
5 Gains (pertes) face à la concurrence	(18,1)	(9,9)	(28,0)
6 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	0,0	0,0	0,0
7 Fluctuations de production	(1,6)	(22,2)	(23,8)
8 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	0,0	0,0	0,0
9 Nouvelles ventes	1,2	0,0	1,2
10 Gaz d'appoint concurrence	0,0	3,9	3,9
11 Gaz naturel liquéfié	0,0	0,0	0,0
12 Impact du 29 février 2020	8,5	1,2	9,7
13 Livraisons anticipées au 30 septembre 2020 (avant interruptions)	2 737,5	342,4	3 079,9
14 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(23,7)	(2,4)	(26,1)
15 Gains (pertes) face à la concurrence	(0,7)	(0,6)	(1,4)
16 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(4,5)	(3,6)	(8,1)
17 Fluctuations de production	28,3	6,5	34,7
18 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	0,0	0,0	0,0
19 Nouvelles ventes	44,9	0,0	44,9
20 Gaz d'appoint concurrence	0,0	0,0	0,0
21 Gaz naturel liquéfié	0,0	0,0	0,0
22 Impact du 29 février 2020	(8,5)	(1,2)	(9,7)
23 Livraisons anticipées au 30 septembre 2021 (avant interruptions)	2 773,2	341,0	3 114,2
24 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(22,8)	(2,8)	(25,6)
25 Gains (pertes) face à la concurrence	(0,4)	0,0	(0,4)
26 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	0,0	0,0	0,0
27 Fluctuations de production	43,2	13,3	56,5
28 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	0,0	0,0	0,0
29 Nouvelles ventes	22,5	0,0	22,5
30 Gaz d'appoint concurrence	0,0	0,0	0,0
31 Gaz naturel liquéfié	0,0	0,0	0,0
32 Livraisons anticipées au 30 septembre 2022 (avant interruptions)	2 815,8	351,5	3 167,3
33 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(22,5)	(2,8)	(25,3)
34 Gains (pertes) face à la concurrence	(0,4)	0,0	(0,4)
35 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	0,0	0,0	0,0
36 Fluctuations de production	23,9	1,8	25,7
37 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	0,0	0,0	0,0
38 Nouvelles ventes	0,0	0,0	0,0
39 Gaz d'appoint concurrence	0,0	0,0	0,0
40 Gaz naturel liquéfié	0,0	0,0	0,0
41 Livraisons anticipées au 30 septembre 2023 (avant interruptions)	2 816,9	350,4	3 167,3

1 Les livraisons totales pour le marché des grandes entreprises augmenteront sur la durée
2 du plan d'approvisionnement, passant de 3 146,3 10⁶m³ en 2019 à 3 167,3 10⁶m³ en
3 2023.

4 La baisse globale des volumes au tarif D₄ de 36,4 10⁶m³ entre 2019 et 2020 est
5 essentiellement attribuable aux pertes liées à l'efficacité énergétique. Trois clients du
6 secteur des pâtes et papiers ont également réduit leur consommation de gaz naturel de
7 17,6 10⁶m³ en passant à une autre énergie concurrente. L'impact du 29 février 2020
8 représente, quant à lui, une augmentation de la consommation de 8,5 10⁶m³. Au tarif D₅,
9 la baisse globale des volumes de 29,9 10⁶m³ entre 2019 et 2020, malgré une hausse des
10 ventes attendues en gaz d'appoint concurrence pour 3,9 10⁶m³, s'explique principalement
11 par la réduction des volumes de consommation suite aux fluctuations de production des
12 clients ainsi que par le remplacement du gaz naturel par d'autres sources d'énergie. Cette
13 substitution d'énergie a principalement concerné un client du secteur des pâtes et papiers
14 suite à l'installation d'une chaudière à biomasse pour 9,3 10⁶m³.

15 Pour les années 2021 et 2022, l'augmentation des volumes provient de fluctuations de
16 production chez certains clients et de maturation des nouvelles ventes, et ce, malgré une
17 baisse des volumes attribuable à l'efficacité énergétique pour l'ensemble du plan.
18 Concernant la fluctuation de production, elle provient de plusieurs clients, mais un client
19 du secteur de la production d'énergie explique principalement cette fluctuation de volumes
20 en 2022 puisqu'il prévoit augmenter sa consommation de 38,9 10⁶m³ cette année-là. La
21 maturation des nouvelles ventes explique, quant à elle, une partie de la variation des
22 volumes en 2021 et 2022 avec une augmentation de 44,9 10⁶m³ et de 22,5 10⁶m³
23 respectivement.

24 **5.1.2. Livraisons 2020-2023 pour le marché des petit et moyen** 25 **débits**

26 La prévision des volumes pour le marché des petit et moyen débits est faite de façon
27 globale pour l'ensemble des clients. Les facteurs pouvant influencer la demande (situation
28 et conjoncture économique, position concurrentielle, efficacité énergétique, etc.) sont
29 analysés distinctement de façon à quantifier le plus précisément possible l'impact de

1 chacun sur les livraisons. Le Tableau 18 présente la prévision de la demande de gaz
2 naturel pour le marché des petit et moyen débits au scénario de base.

Tableau 18
LIVRAISONS GAZ NATUREL 2020-2023
PETIT ET MOYEN DÉBITS

DESCRIPTION		10^6 m^3
1	Livraisons anticipées au 30 septembre 2019	2 962,8
2	Économie d'énergie hors programmes	(21,9)
3	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(14,5)
4	Énergies nouvelles	(3,0)
5	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(41,6)
6	Normale climatique	(2,2)
7	Impact du 29 février	2,6
8	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	(0,1)
9	Maturation des nouvelles ventes	76,6
10	Livraisons anticipées au 30 septembre 2020	2 958,6
11	Économie d'énergie hors programmes	(21,9)
12	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(15,1)
13	Énergies nouvelles	(3,0)
14	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(15,7)
15	Normale climatique	(3,2)
16	Impact du 29 février	(2,6)
17	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
18	Maturation des nouvelles ventes	72,9
19	Livraisons anticipées au 30 septembre 2021	2 970,1
20	Économie d'énergie hors programmes	(22,0)
21	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(15,7)
22	Énergies nouvelles	(3,0)
23	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(25,8)
24	Impact du 29 février	-
25	Normale climatique	(3,2)
26	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
27	Maturation des nouvelles ventes	72,5
28	Livraisons anticipées au 30 septembre 2022	2 972,9
29	Économie d'énergie hors programmes	(22,0)
30	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(16,4)
31	Énergies nouvelles	(3,0)
32	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(17,2)
33	Normale climatique	(3,2)
34	Impact du 29 février	-
35	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
36	Maturation des nouvelles ventes	71,7
37	Livraisons anticipées au 30 septembre 2023	2 982,8

3 Les livraisons pour le marché des petit et moyen débits seront en baisse de $4,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ la
4 première année du plan d'approvisionnement (passant de $2 962,8 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ à
5 $2 958,6 \cdot 10^6 \text{ m}^3$). L'augmentation des livraisons causée par la maturation des nouvelles
6 ventes au tarif D₁ et D₃ est contrebalancée par les mesures d'efficacité énergétique du
7 PGEÉ et celles réalisées hors des programmes d'Énergir, ainsi que par l'effet à la baisse

1 sur les livraisons de la faiblesse de la croissance prévue du PIB en 2020. Les volumes de
2 livraisons diminueront ensuite de $11,5 \cdot 10^6 \text{m}^3$ à la deuxième année du plan. Enfin, des
3 hausses de $2,8 \cdot 10^6 \text{m}^3$ et de $9,9 \cdot 10^6 \text{m}^3$ sont respectivement prévues pour la troisième et la
4 quatrième année du plan.

5 Les principales raisons expliquant les variations de livraisons sont détaillées ci-dessous.

6 **Mesures d'économies d'énergie :** Les économies d'énergie réalisées grâce au PGEÉ
7 ($14,5 \cdot 10^6 \text{m}^3$ en 2020) affecteront à la baisse les livraisons prévues. Ces économies
8 d'énergie sont évaluées à partir des économies brutes associées aux différents
9 programmes et excluent les économies d'énergie attribuables à des mesures d'efficacité
10 énergétique conçues pour les nouvelles constructions, ces dernières étant intégrées
11 directement à la maturation des nouvelles ventes. La mise en place de mesures
12 d'efficacité énergétique provenant d'initiatives autonomes des clients, qualifiées de « hors
13 programmes » aura également un effet important à la baisse sur les livraisons ($21,9 \cdot 10^6 \text{m}^3$
14 en 2020).

15 **Énergies nouvelles :** Le volet « énergies nouvelles » concerne l'impact des projets en
16 géothermie et en biomasse sur les volumes. La perte de volumes de gaz naturel relative
17 à ces deux formes d'énergie a été évaluée à $3,0 \cdot 10^6 \text{m}^3$ par rapport à 2019. Ces volumes
18 sont évalués en fonction des consommations historiques de clients qui ont signifié leur
19 intention de transférer leur consommation vers ces énergies alternatives.

20 **Pertes et variations :** Il existe un lien significatif entre la croissance économique et le
21 niveau de pertes et variations de consommation générées par la clientèle d'Énergir.
22 Chaque année, les volumes sont réduits d'une portion plus ou moins grande en raison de
23 faillites ou de réductions de production par exemple. Les prévisions de pertes et variations
24 sont notamment établies à l'aide d'une régression linéaire en fonction du PIB. Toutes
25 choses étant égales par ailleurs, plus la croissance économique est élevée, moins les
26 pertes subies sont importantes. La croissance du PIB prévue pour 2020 est de 1,56 %,
27 amenant des pertes estimées à $41,6 \cdot 10^6 \text{m}^3$.

28 **Normale climatique :** La normale climatique utilisée pour l'année 2020 a été mise à jour
29 à l'aide d'une année réelle supplémentaire, celle de 2018. Les volumes prévus en 2020
30 ont été corrigés à la baisse de $2,2 \cdot 10^6 \text{m}^3$ (ligne 6 du Tableau 18) en raison de l'ajustement

1 de la normale climatique. De 2021 à 2023, la baisse des volumes liés à la normalisation
2 des températures pour les années 2021, 2022 et 2023 vient essentiellement du
3 réchauffement climatique tendanciel prévu.

4 **Impact du 29 février** : L'effet sur les livraisons de 2020 d'une année bissextile est de
5 $2,6 \cdot 10^6 \text{m}^3$. De manière équivalente, le retour à une année normale de 365 jours en 2021
6 génère une baisse de $2,6 \cdot 10^6 \text{m}^3$.

7 **Migration des clients entre les tarifs D_1 , D_3 et D_4 , D_5** : La migration des clients consiste
8 en un transfert de volumes entre les tarifs D_4 et D_5 et les tarifs D_1 et D_3 . L'année 2020
9 présente une baisse nette de $0,1 \cdot 10^6 \text{m}^3$ des volumes aux tarifs D_1 et D_3 .

10 **Maturation des nouvelles ventes** : Les nouvelles ventes sont déterminées à l'aide de
11 différents modèles économiques. Les ventes en nouvelle construction résidentielle sont
12 liées aux prévisions de mises en chantier établies pour les prochaines années. Pour la
13 conversion résidentielle, le nombre de ventes est déterminé à l'aide d'un modèle en
14 fonction de la position concurrentielle du gaz naturel par rapport au mazout.

15 Dans le cas du marché affaires, les ventes sont réparties entre la nouvelle construction,
16 l'ajout de charge et les différents types de conversion (déterminés selon la source
17 d'énergie déplacée). Pour le marché de la nouvelle construction affaires ainsi que pour
18 les ajouts de charge, les ventes sont établies à partir d'un modèle de prévision de ventes
19 mettant en relation le nombre de ventes réalisées historiquement et la croissance du PIB.
20 Pour les ventes en conversion, le coût de l'énergie alternative devient l'élément clé.

21 Une fois les prévisions des nouvelles ventes établies, elles sont transposées en volumes
22 de livraisons. Les volumes de livraison correspondant aux ventes signées d'une année ne
23 sont pas totalement consommés l'année suivante. Des analyses portant sur la
24 consommation réelle des clients suivant la signature de la vente démontrent que les
25 volumes des nouvelles ventes atteignent leur pleine maturation après trois ans. À titre
26 d'exemple, les volumes des ventes signées en 2018 atteindront donc leur pleine
27 maturation en 2020. L'analyse permet de déterminer un ratio annuel qui est utilisé afin de
28 répartir les volumes entre les années suivant la vente. Afin de déterminer les volumes
29 provenant de la maturation des nouvelles ventes qui influencent les livraisons de 2020,
30 Énergir utilise d'une part, les volumes réellement signés en 2018 et d'autre part, des

1 volumes prévisionnels de 2019 et 2020 et affecte le ratio aux volumes annuels.

2 **5.1.3. Livraisons globales (scénario de base)**

3 Les livraisons globales pour le plan d'approvisionnement 2020-2023 sont présentées ci-
4 dessous.

Tableau 19
SCÉNARIO DE BASE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2020-2023
(10⁶m³)

LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2019-2023					
PETIT ET MOYEN DÉBITS ET VENTES GRANDES ENTREPRISES					
DESCRIPTION	Année en cours	Plan d'approvisionnement 2020-2023			
	4 /08 2019*	2020	2021	2022	2023
Service continu	5 736,7	5 696,2	5 743,3	5 788,7	5 799,6
Grandes entreprises	2 773,9	2 737,5	2 773,2	2 815,8	2 816,9
Petit et moyen débits	2 962,8	2 958,6	2 970,1	2 972,9	2 982,8
Service interruptible	370,8	342,4	341,0	351,5	350,4
Contrat régulier	314,3	292,4	291,0	301,5	300,4
Contrat gaz d'appoint	56,6	50,0	50,0	50,0	50,0
Total	6 107,6	6 038,6	6 084,3	6 140,2	6 150,1
*Volumes après interruptions pour les mois réels					

5 Les résultats montrent qu'entre les prévisions de l'année en cours et celles de 2020, une
6 baisse de 1,13 % des livraisons totales est anticipée. Une hausse de 1,85 % est ensuite
7 constatée sur l'horizon du plan, entre 2020 et 2023.

8 **5.2. Scénario favorable**

9 Un scénario favorable par rapport au scénario de base a été analysé de 2020 à 2023 pour
10 évaluer la demande maximale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

11 Les hypothèses économiques retenues pour l'élaboration de ce scénario sont les suivantes :

- 1 • Une croissance économique variant de 2,56 % en 2020 à 2,71 % en 2023, soit 1 % de
2 plus par année qu'au scénario de base;
- 3 • Une position concurrentielle du gaz naturel très favorable en raison du maintien du prix
4 du gaz naturel à un faible niveau, combiné à des prix du mazout élevés;
- 5 • Une hausse des mises en chantier résidentielles de 10 % et une hausse du nombre des
6 permis de bâtir du marché affaires en fonction d'une hausse d'un point de pourcentage
7 de la croissance du PIB.

8 De plus, dans le cas du marché grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients sont
9 réajustés à la hausse, en tenant compte de conditions favorables propres à chacun et
10 pouvant influencer positivement leur consommation. Le scénario favorable inclut également
11 les volumes de certains projets qui pourraient se réaliser entre 2020 et 2023, mais dont la
12 probabilité de réalisation n'est pas suffisamment élevée pour qu'ils soient inclus dans le
13 scénario de base. Il s'agit de projets pour lesquels la probabilité de réalisation est supérieure
14 ou égale à 25 % et inférieure à 50 %.

15 Le Tableau 20 présente la prévision des livraisons dans un scénario favorable pour
16 l'ensemble des marchés.

Tableau 20
SCÉNARIO FAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2020-2023
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Plan d'approvisionnement 2020-2023			
	2020	2021	2022	2023
Service continu	5 843,7	6 141,5	6 330,5	6 400,2
Grandes entreprises	2 823,6	3 056,3	3 186,7	3 189,6
Petit et moyen débits	3 020,1	3 085,3	3 143,8	3 210,6
Service interruptible	390,1	392,7	389,5	388,5
Contrat régulier	340,1	342,7	339,5	338,5
Contrat gaz d'appoint	50,0	50,0	50,0	50,0
Total	6 233,8	6 534,2	6 720,0	6 788,7

- 1 Le Tableau 21 présente l'écart entre le scénario favorable du Tableau 20 et le scénario de
2 base du Tableau 19.

Tableau 21
ÉCART DES SCÉNARIOS DE BASE ET FAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2020-2023
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Plan d'approvisionnement 2020-2023			
	2020	2021	2022	2023
Service continu	147,5	398,3	541,8	600,5
Grandes entreprises	86,1	283,1	370,9	372,7
Petit et moyen débits	61,4	115,2	170,9	227,8
Service interruptible	47,7	51,7	38,1	38,1
Contrat régulier	47,7	51,7	38,1	38,1
Contrat gaz d'appoint	-	-	-	-
Total	195,2	450,0	579,8	638,6

1 Les livraisons pour le marché grandes entreprises pourraient croître davantage dans un
2 contexte favorable. Plusieurs clients pourraient voir leur production augmenter grâce au
3 maintien du prix du gaz naturel à un niveau très bas, combiné avec une croissance
4 économique encore importante et des conditions de marché avantageuses.

5 Au **service continu**, la hausse des volumes est partiellement due à plusieurs hausses de
6 production chez les clients, notamment grâce à la substitution d'autres énergies par le gaz
7 naturel. Le relais de croissance pour les années subséquentes provient principalement de
8 nouvelles ventes qui pourraient être réalisées dans un contexte favorable. En 2023, la
9 maturation de ces nouvelles ventes pourrait ajouter 216,1 10⁶m³.

10 Du côté du **service interruptible**, l'augmentation de consommation provient principalement
11 de deux clients du secteur de la production d'énergie et de l'aluminium. Le premier client
12 pourrait connaître une hausse de consommation suite à une augmentation de production alors
13 que le second pourrait avoir une consommation accrue du gaz naturel par rapport à d'autres
14 types d'énergie.

15 Pour le **marché des petit et moyen débits**, la demande serait en hausse de 61,4 10⁶m³
16 en 2020 dans un contexte favorable par rapport au scénario de base. Cette augmentation des
17 volumes est d'abord due à la croissance économique plus optimiste prévue au scénario

1 favorable, qui aurait un impact à la hausse sur les nouvelles ventes et les livraisons chez les
2 clients existants. La position concurrentielle très favorable du gaz naturel et la hausse des
3 mises en chantier et des permis de bâtir auraient aussi un impact positif sur les nouvelles
4 ventes. Dans un contexte favorable, les pertes de volumes liées à l'efficacité énergétique
5 seraient également moins grandes.

6 **5.3. Scénario défavorable**

7 Un scénario défavorable par rapport au scénario de base a été analysé de 2020 à 2023 pour
8 évaluer la demande minimale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

9 Les hypothèses économiques retenues pour l'élaboration de ce scénario sont les suivantes :

- 10 • Une croissance économique plus faible, variant de 0,56 % en 2020 à 0,71 % en 2023,
11 soit 1 % de moins par année qu'au scénario de base;
- 12 • Une position concurrentielle du gaz naturel moins favorable en raison d'une hausse du
13 prix du gaz naturel par rapport à ce qui était prévu au scénario de base et d'une baisse
14 des prix du mazout;
- 15 • Une baisse des mises en chantier résidentielles de 10 % et une baisse du nombre des
16 permis de bâtir du marché affaires en fonction de la baisse d'un point de pourcentage
17 de la croissance du PIB.

18 De plus, dans le cas du marché des grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients
19 sont réajustés à la baisse afin de tenir compte de conditions défavorables propres à chacun
20 et pouvant influencer négativement leur consommation, voire entraîner des fermetures. Le
21 scénario défavorable exclut également les volumes de certains projets qui pourraient se
22 réaliser entre 2020 et 2023, mais dont la probabilité de réalisation est en dessous de 75 %.

23 Le Tableau 22 présente la prévision des livraisons dans un scénario défavorable pour
24 l'ensemble des marchés.

Tableau 22
SCÉNARIO DÉFAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2020-2023
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Plan d'approvisionnement 2020-2023			
	2020	2021	2022	2023
Service continu	5 581,7	5 539,0	5 495,3	5 461,7
Grandes entreprises	2 678,2	2 680,7	2 688,8	2 701,6
Petit et moyen débits	2 903,5	2 858,3	2 806,5	2 760,1
Service interruptible	282,1	275,1	285,7	283,0
Contrat régulier	282,1	275,1	285,7	283,0
Contrat gaz d'appoint	-	-	-	-
Total	5 863,8	5 814,1	5 781,0	5 744,7

- 1 Le Tableau 23 présente l'écart entre le scénario défavorable du Tableau 16 et le scénario de
2 base du Tableau 19.

Tableau 23

**ÉCART DES SCÉNARIOS DE BASE ET DÉFAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2020-2023
(avant interruptions)
(10⁶m³)**

DESCRIPTION	Plan d'approvisionnement 2020-2023			
	2020	2021	2022	2023
Service continu	(114,5)	(204,3)	(293,4)	(337,9)
Grandes entreprises	(59,3)	(92,5)	(127,0)	(115,2)
Petit et moyen débits	(55,2)	(111,8)	(166,4)	(222,7)
Service interruptible	(60,3)	(65,9)	(65,7)	(67,4)
Contrat régulier	(10,3)	(15,9)	(15,7)	(17,4)
Contrat gaz d'appoint	(50,0)	(50,0)	(50,0)	(50,0)
Total	(174,8)	(270,2)	(359,2)	(405,3)

1 La demande du marché grandes entreprises pourrait décroître de façon significative dans
2 un contexte défavorable.

3 Dans le cas du **service continu**, un client dans le domaine de l'aluminium pourrait réduire
4 significativement sa consommation de près de 33,1 10⁶m³ en 2020. De plus, deux clients
5 du secteur des pâtes et papiers pourraient réduire leur production. Cette situation pourrait
6 amener à une réduction de volumes de 6,8 10⁶m³ en 2020. Pour les années
7 subséquentes, ces baisses se prolongeraient alors que le report d'une nouvelle vente
8 amènerait également une baisse des volumes.

9 Les volumes au **service interruptible** sont aussi revus à la baisse à la suite des
10 diminutions de production chez plusieurs clients. La baisse des volumes au service
11 interruptible est accentuée par l'absence de déplacement de charbon et de coke de
12 pétrole par le gaz naturel.

13 Pour le marché des **petit et moyen débits**, la demande serait en baisse de 55,2 10⁶m³
14 en 2020 par rapport au scénario de base. Cette diminution des volumes serait d'abord
15 due à la croissance économique plus faible qui aurait un impact négatif sur les nouvelles
16 ventes et amènerait une pression à la baisse sur les livraisons des clients existants. La

détérioration de la situation concurrentielle du gaz naturel et la diminution des mises en chantier et des permis de bâtir auraient aussi un impact négatif sur les nouvelles ventes. L'augmentation des volumes liée à l'efficacité énergétique aurait également un impact à la baisse sur la demande de gaz naturel.

5.4. Comparaison des plans d'approvisionnement 2020-2023 et 2019-2022

Les tableaux qui suivent comparent les prévisions établies dans le cadre de la présente cause tarifaire et celles établies lors de la Cause tarifaire 2018-2019²⁰. Le Tableau 24 présente une comparaison par marché, alors qu'une comparaison par service est présentée au Tableau 25. Les volumes de l'année 2019 associés au plan d'approvisionnement 2020-2023 correspondent aux prévisions effectuées lors de la révision volumétrique 4/8 2019.

Tableau 24
COMPARAISON DES LIVRAISONS PAR MARCHÉ
PLAN 2020-2023 vs PLAN 2019-2022
(avant interruptions)

	2019	2020	2021	2022	2023
	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³
Petits et moyens débits					
1 Plan 2020-2023	2 962,8	2 958,6	2 970,1	2 972,9	2 982,8
2 Plan 2019-2022	2 874,2	2 869,1	2 837,8	2 813,8	s/o
3 Écart	88,6	89,5	132,2	159,1	s/o
Grandes entreprises					
4 Plan 2020-2023	3 144,8	3 079,9	3 114,2	3 167,3	3 167,3
5 Plan 2019-2022	3 118,3	3 102,2	3 089,8	3 097,9	s/o
6 Écart	26,4	(22,3)	24,4	69,4	s/o
Total					
7 Plan 2020-2023	6 107,6	6 038,6	6 084,3	6 140,2	6 150,1
8 Plan 2019-2022	5 992,5	5 971,3	5 927,7	5 911,7	s/o
9 Écart	115,0	67,2	156,6	228,5	s/o

²⁰ R-4018-2017, B-0218, GM-H, Document 1.

Tableau 25
COMPARAISON DES LIVRAISONS PAR SERVICE
PLAN 2020-2023 vs PLAN 2019-2022
(avant interruptions)

	2019	2020	2021	2022	2023	
	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	
Service continu						
1	Plan 2020-2023	5 736,7	5 696,2	5 743,3	5 788,7	5 799,6
2	Plan 2019-2022	5 687,4	5 676,2	5 630,3	5 615,0	s/o
3	Écart	49,4	20,0	113,0	173,7	s/o
Service interruptible						
4	Plan 2020-2023	370,8	342,4	341,0	351,5	350,4
5	Plan 2019-2022	305,2	295,2	297,4	296,7	s/o
6	Écart	65,7	47,2	43,6	54,8	s/o
Total						
7	Plan 2020-2023	6 107,6	6 038,6	6 084,3	6 140,2	6 150,1
8	Plan 2019-2022	5 992,5	5 971,3	5 927,7	5 911,7	s/o
9	Écart	115,0	67,2	156,6	228,5	s/o

1 **5.5. Analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au**
2 **SERVICE CONTINU**

3 L'analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu permet d'évaluer
4 la sensibilité de la prévision des livraisons en les comparants aux écarts observés des
5 prévisions historiques. Cette analyse se retrouve à l'annexe 2.

6. CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2020-2023

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 continus et interruptibles.
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 l'Alberta, des transactions d'échanges, de
10 l'entreposage à l'intérieur et à l'extérieur de son territoire et des livraisons en franchise. Par cette
11 combinaison d'outils, Énergir réitère que sa stratégie vise la mise en place d'un portefeuille
12 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 2020-2023.

15 **6.1. Transport**

16 Le contexte gazier continue d'évoluer et Énergir adapte la structure d'approvisionnement
17 relativement aux capacités de transport disponibles à court, moyen et long termes pour
18 répondre à ses besoins. De plus, comme détaillé à la section 8, les capacités de transport
19 actuellement détenues par Énergir pour ses clients pourraient être insuffisantes pour les
20 prochaines années.

21 L'article 72(1)(3°)a) de la *Loi sur la Régie de l'énergie* prévoit que la plan d'approvisionnement
22 doit tenir compte de la marge excédentaire de capacité de transport; celle-ci pouvant
23 représenter jusqu'à 10 % des livraisons annuelles d'Énergir. En fonction des livraisons totales
24 projetées pour l'année 2019-2020 de 6 039 10⁶m³²¹, la marge excédentaire de 10 %

²¹ Section 5.1.3, Tableau 24.

1 représenterait alors 1 654 10³m³/jour (soit 6 039/366 x 10 %). Pour l'année 2019-2020,
 2 Énergir ne planifie pas, pour l'instant, l'ajout de capacité de transport pour répondre à la marge
 3 excédentaire autorisée. Pour les années suivantes, Énergir planifie le besoin d'une marge
 4 excédentaire annuelle de 660 10³m³/jour, soit 4,00% des livraisons totales de l'année 2019-
 5 2020²².

6 Le portefeuille de capacités de transport est principalement constitué de contrats de longue
 7 durée. Le tableau ci-dessous présente la répartition des contrats par durée, excluant les
 8 contrats de Enbridge Gas (auparavant Union Gas) :

Tableau 26

Date de fin de contrat	Contrats en vigueur au					
	2019-10-01	2019-11-01	2020-11-01	2021-01-01	2021-11-01	2022-11-01
2020-12-31	9%	9%	9%	0%	0%	0%
2022-10-31	3%	3%	3%	3%	3%	0%
2024-10-31	45%	45%	45%	45%	45%	46%
2030-12-31	0%	0%	0%	9%	9%	9%
2031-10-31	40%	40%	40%	40%	40%	41%
2032-10-31	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

9 Pour l'année 2019-2020, un peu plus de la moitié des contrats ont une durée de 5 et 6 ans et
 10 l'autre moitié près de 15 ans.

11 Pour l'année 2019-2020, les besoins de capacité supplémentaire sont marginaux et Énergir
 12 attendra la réévaluation de la demande faite dans les semaines précédant le début de l'hiver
 13 pour agir (ex. contracter de nouvelles capacités). Pour les années subséquentes, Énergir
 14 souhaite faire approuver par la Régie les caractéristiques du contrat découlant de la
 15 soumission pour les capacités de transport déposée auprès de TCPL dans le cadre du NCOS
 16 2022 et qui prendra effet au 1^{er} novembre 2022²³. Entre le 1^{er} novembre 2020 et le 1^{er}
 17 novembre 2022, Énergir est confiante qu'elle sera en mesure de combler les besoins de la
 18 clientèle à court terme. Les actions projetées sur l'horizon du plan sont présentées à la section
 19 8.

²² Énergir-H, Document 2, section 3.

²³ Énergir-H, Document 5.

1 Il est à noter que la refonte du service interruptible (R-3867-2013, Phase 2) pourrait également
2 modifier les besoins d'approvisionnement, mais l'impact précis sur le plan
3 d'approvisionnement ne peut être projeté tant que le nouveau service interruptible ne sera
4 pas développé. Dans l'intérim, pour établir le plan d'approvisionnement 2020-2023, une
5 hypothèse d'ajout de 528 10³m³/jour pour la clientèle au service interruptible découlant de la
6 refonte est toutefois utilisée à compter de l'année 2020-2021²⁴. Cette hypothèse est justifiée
7 à la section 8.2.2.

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

10 En terminant, comme mentionné dans la section 1.2.2, les tarifs de transport sur le réseau de
11 TCPL approuvés par l'ONÉ et en vigueur depuis le 1^{er} février 2019 ont connu une baisse
12 significative. Énergir souligne que cette baisse ne sera toutefois que passagère puisque de
13 nouveaux tarifs en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2021 sont présentement en négociation
14 avec TCPL. Ceux-ci remonteront nécessairement puisque l'effet de l'amortissement d'une
15 somme supérieure à 1 G\$ associée à un compte de frais reportés pour les trop perçus (aussi
16 connu sous le nom de *Long term Adjustment Account* ou *LTA*) disparaîtra.

17 **6.2. Fourniture de gaz naturel**

18 La stratégie d'acquisition de fourniture d'Énergir pour les années financières 2019-2020 à
19 2022-2023 a été adaptée pour refléter les mouvements de la structure d'approvisionnement.

20 Pour l'année 2020, Énergir procédera par appels d'offres pour les achats contractés d'avance
21 à Dawn, Empress ou Parkway. Comme par le passé, elle sélectionnera les fournisseurs en
22 fonction des critères suivants : la prime demandée, la notation de crédit et l'expérience
23 passée. Énergir a par ailleurs poursuivi son travail de développement de l'initiative
24 d'approvisionnement responsable en gaz naturel qu'elle évoquait dans le cadre du dossier
25 tarifaire 2018-2019 (R-4018-2017)²⁵. Elle fait part des plus récents développements de
26 l'initiative ainsi que de son impact sur les achats envisagés au cours de l'exercice 2019-2020,

²⁴ Hypothèse retenue au Plan d'approvisionnement pour la période 2019-2022 (R-4018-2018, B-0218, GM-H, Document 1, pages 67 et 68).

²⁵ B-0218, GM-H, Document 1, page 69.

1 lesquels sont inclus à l'annexe 17 du présent plan d'approvisionnement. Énergir s'assurera
2 également de maintenir une diversité de fournisseurs.

3 Énergir demeure prudente dans ses engagements afin de conserver toute la flexibilité dont la
4 clientèle pourrait avoir besoin si le contexte gazier entraînait un changement des besoins aux
5 différents points d'achat.

6 La section 7.1 décrit plus amplement les contrats existants, ainsi que les volumes d'achat de
7 gaz naturel qu'Énergir prévoit contracter d'avance pour l'année 2019-2020.

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

9 **6.3. Autres sources d'approvisionnement**

10 À l'hiver 2018, la Ville de Saint-Hyacinthe a commencé à produire du gaz naturel renouvelable
11 (« GNR ») qui est, en partie, acheté par Énergir. Ainsi, cet approvisionnement a été intégré
12 au plan d'approvisionnement 2020-2023 en fonction des projections de production pour les
13 prochaines années. Énergir planifie que d'autres approvisionnements en GNR deviendront
14 disponibles sur l'horizon du plan. L'annexe 16 résume les injections en GNR faits par la Ville
15 de Saint-Hyacinthe depuis le début de l'année 2018-2019, soit du 1^{er} octobre 2018 au 31
16 janvier 2019.

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

23 **6.4. Équilibrage**

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

27 L'usine LSR est un outil d'approvisionnement de pointe. Elle est donc utilisée comme l'un
28 des derniers outils d'approvisionnement.

1 Les caractéristiques physiques du site de Saint-Flavien impliquent un profil de retrait
2 spécifique défini à l'avance. Une utilisation complète du gaz naturel entreposé à ce site est
3 prévue sur la période de l'hiver. Les dates de début et de fin des retraits, ainsi que la période
4 d'interruption pour la période des Fêtes, peuvent être légèrement modifiées par Énergir en
5 fonction des besoins des clients découlant principalement des prévisions de température.

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

15 À partir du 1^{er} décembre 2019, et sous réserve de l'obtention de certaines autorisations
16 additionnelles, Énergir devrait disposer de la nouvelle capacité d'entreposage et d'une
17 capacité de retrait additionnelle à Pointe-du-Lac rendues disponibles par le projet
18 d'investissement d'Intragaz autorisé par la Régie dans le dossier R-4034-2018²⁶.

19 Les besoins d'équilibrage sont également comblés en utilisant le site d'entreposage
20 souterrain de Enbridge Gas²⁷, situé à Dawn, au sud de l'Ontario. Ce site d'entreposage est
21 un outil très flexible en termes de débit de gaz journalier. Il permet une modulation des
22 besoins de gaz en cours de journée gazière par ses diverses fenêtres de nominations,
23 notamment les fenêtres STS, et est le seul outil qui permet de les utiliser. Ainsi, les capacités
24 de retrait ou d'injection de ce site permettent de répondre aux fluctuations de la demande de
25 la clientèle tout au long de l'année. Le plan d'approvisionnement tient compte du nouveau
26 contrat d'entreposage qui a été conclu à l'hiver 2019 avec Enbridge Gas²⁸.

²⁶ D-2018-155.

²⁷ Auparavant « Union Gas ».

²⁸ Énergir-H, Document 3.

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

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

11 Mis à part l'augmentation de la capacité d'entreposage à Pointe-du-Lac, Énergir a établi son
12 plan d'approvisionnement 2020-2023 en supposant le maintien de l'ensemble de ses
13 capacités d'entreposage

14 **6.5. Conclusion**

15 Sur l'horizon du plan 2020-2023, la structure d'approvisionnement est principalement
16 composée de capacités de transport en provenance de Dawn (via Parkway). La clientèle
17 d'Énergir est en déficit d'approvisionnement pour toutes les années du plan si les hypothèses
18 prévues se réalisent. Cependant, le déficit prévu spécifiquement pour l'année 2019-2020 est
19 marginal et Énergir ne prévoit pas d'action spécifique pour combler ce déficit avant la
20 réévaluation des besoins dans les semaines précédant le début de l'hiver.

21 Les sections 7 et 8 ci-après présentent plus spécifiquement les orientations prises dans la
22 planification des approvisionnements gaziers sur l'horizon 2020-2023.

7. CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS

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

7.1. Fourniture de gaz naturel

7.1.1. Clients au service de fourniture de gaz naturel d'Énergir

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

Le portefeuille de contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz naturel d'Énergir est présenté à l'annexe 3. La date d'échéance, le point de livraison, la période d'achat, ainsi que les volumes quotidiens et annuels reliés à chacun de ces contrats pour le plan d'approvisionnement 2020-2023 y sont spécifiés. Le tableau présente également les totaux visés au plan d'approvisionnement de l'année 2019-2020 et le ratio qui est contracté à ce jour par rapport à ces totaux. Comme présenté à l'annexe 3, à ce jour, il y a quatre contrats de fourniture existants. Énergir projette sécuriser près de 50 % des achats totaux au service de fourniture de gaz naturel avant le début de l'année financière 2019-2020.

La page 2 de l'annexe 3 présente, selon la structure d'approvisionnement projetée pour l'année 2019-2020, la répartition mensuelle des achats prévus de fourniture de gaz naturel par point d'achat, ainsi que les quantités qu'Énergir prévoit contracter d'avance avant le début de l'année financière 2019-2020.

La majeure partie des achats de fourniture de gaz naturel à contracter par Énergir (64,2 %) serait effectuée à Dawn ou Parkway et principalement en hiver. L'autre portion du gaz naturel serait contractée au point Empress (35,5 %). Finalement, un achat de gaz naturel serait effectué dans le territoire d'Énergir (0,3 %).

La stratégie d'achat à Dawn reflète le mode de gestion des retraits au site d'entreposage d'Enbridge Gas concentrés sur les mois de décembre à février. Ainsi, pour les mois d'octobre et novembre, des achats à Dawn seront priorisés sur les retraits au site d'Enbridge Gas. Il s'agit de mois d'épaulement au cours desquels la température peut influencer de façon importante la consommation de la clientèle. De plus, pour ces mois, le service d'injection dont dispose Énergir au site d'entreposage d'Enbridge Gas est

1 interruptible. Énergir doit donc être prudente pour ne pas se retrouver avec des excédents
2 de gaz naturel. Toutefois, considérant les quantités quotidiennes importantes d'achats de
3 gaz naturel pour le mois de novembre, Énergir contractera d'avance une partie de ces
4 achats. Les autres achats pour ces deux mois seront effectués sur une base « spot » afin
5 d'adapter les quantités aux besoins spécifiques de la demande.

6 Pour la période d'hiver, certains achats projetés à Dawn et Empress ne seront pas
7 concrétisés d'avance afin de conserver la flexibilité dans l'éventualité d'un hiver plus
8 chaud que la normale. En fonction des conditions de marché et des conditions météo, ces
9 achats pourraient être concrétisés en cours d'hiver.

10 Considérant la quantité importante d'achats à Dawn pour le mois d'avril et le fait que les
11 retraits sont interruptibles au site d'entreposage d'Enbridge Gas, Énergir contractera
12 d'avance une partie des achats projetés pour ce mois.

13 Énergir pourrait attendre la fin de l'hiver 2020 avant de contracter des achats en bloc à
14 Empress pour les mois de mai à septembre afin de conserver une certaine flexibilité pour
15 moduler les achats en fonction des résultats de l'hiver et de la projection de la demande.
16 De plus, selon les quantités requises, une plus grande partie des achats des mois d'août
17 et septembre pourra être réalisée sur une base « spot » afin de moduler les achats en
18 fonction des besoins d'injection au site d'entreposage d'Enbridge Gas. En effet, la
19 capacité d'injection chez Enbridge Gas est réduite pour cette période et le niveau
20 d'inventaire est presque à 100 %, ce qui entraîne une gestion plus précise des injections
21 à planifier sur cette période et par le fait même, sur les achats de gaz naturel.

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

25 Volume de fourniture requis pour l'année 2019-2020

26 Pour l'année 2019-2020, le volume total de la fourniture de gaz naturel à acheter par
27 Énergir est estimé à 2 406 10⁶m³. De cette quantité, 2 245 10⁶m³ sont attribués
28 spécifiquement à la demande de fourniture de gaz naturel de la clientèle. La différence
29 est requise pour couvrir le restant de la demande (gaz perdu, usage de la compagnie), la

1 variation nette des retraits et injections d'inventaires, ainsi que le gaz de compression²⁹
2 requis pour transporter la fourniture jusqu'au territoire d'Énergir et pour injecter aux sites
3 d'entreposage.

4 Il est à noter qu'au volume total mentionné ci-dessus, vient s'ajouter le volume contracté
5 pour les clients engagés auprès d'Énergir dans une entente de fourniture à prix fixe
6 approvisionnés par un fournisseur spécifique. Pour l'année 2019-2020, le volume annuel
7 est estimé à 219 10⁶m³.

8 Prix du service de fourniture

9 Le prix moyen de référence pour la fourniture de gaz naturel pour l'année 2019-2020 est
10 de 14,035 ¢/m³ (3,70 \$/GJ). La section 2.2 « Hypothèses énergétiques » du présent
11 document présente le détail de l'évaluation des prix de fourniture.

12 Sécurité d'approvisionnement de la fourniture de gaz naturel

13 Empress et Dawn sont des points liquides et il est possible de s'y approvisionner en tout
14 temps. Comme le gaz naturel est une commodité, les prix s'ajustent automatiquement en
15 fonction de l'offre et de la demande. Énergir n'est pas préoccupée quant à la disponibilité
16 de la fourniture à ces deux points. Mentionnons qu'advenant une production de GNR
17 moins élevée qu'anticipée, Énergir compenserait au besoin par des achats de gaz naturel
18 équivalents à Dawn.

19 **7.1.2. Clients au service de fourniture avec ou sans transfert de** 20 **propriété**

21 Les clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété, incluant les clients
22 qui fournissent leur propre service de transport, s'approvisionnent directement auprès de
23 leur fournisseur. De son côté, le client en biogaz, desservi par un réseau dédié,
24 s'approvisionne directement dans le territoire d'Énergir.

²⁹ Les pourcentages de gaz de compression projetés sont indiqués à l'annexe 4, page 3.

1 Pour l'année 2019-2020, le volume annuel de tous ces clients est estimé à 3 584 10⁶m³,
2 dont 50 10⁶m³ proviennent des volumes projetés pour les clients au service de gaz
3 d'appoint concurrence.

4 **7.2. Transport**

5 Les modalités relatives aux capacités quotidiennes et annuelles de transport inscrites dans
6 les différents contrats avec les transporteurs TCPL, Enbridge Gas et les tierces parties sont
7 présentées à l'annexe 4, page 1. Ce document détaille les débits au 1^{er} octobre 2019 et au
8 1^{er} novembre de chacune des quatre années du plan d'approvisionnement, ainsi que les
9 échéances des différents contrats de transport. Exceptionnellement, les débits au 1^{er} janvier
10 2021 ont été inscrits à l'annexe 4 afin de refléter les changements découlant de la décision
11 D-2018-182. Les modalités de renouvellement y sont également indiquées.

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

15 **7.2.1. Services de transport du distributeur**

16 Les capacités de transport FTLH totalisent 2 243 10³m³/jour (85 000 GJ/jour), soit le
17 niveau minimal convenu par l'Entente entre TCPL et les trois distributeurs de l'époque:
18 Enbridge Gas, Union Gas (devenue Enbridge Gas) et Énergir. Comme autorisé par la
19 Régie dans sa décision D-2018-182, la capacité de transport FTLH sera convertie en
20 transport PFLD-NBJ au 1^{er} janvier 2021.

21 **7.2.2. Services de transport et d'équilibrage fournis par le client**

22 Pour l'année 2019-2020, 10 clients, excluant le client en biogaz, détiendront une capacité
23 journalière moyenne de 139 10³m³/jour. Le volume annuel total de la clientèle qui fournit
24 son service de transport s'élève à 51 10⁶m³ (excluant le client en biogaz).

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

1 L'apport des livraisons des clients ayant leur propre service de transport (incluant le client
2 en biogaz) aux outils d'approvisionnement de pointe passe de 253 10³m³/jour en 2018-
3 2019 à 251 10³m³/jour en 2019-2020, représentant globalement une baisse de
4 2 10³m³/jour entre la Cause tarifaire 2018-2019 et la Cause tarifaire 2019-2020.

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

8 **7.2.3. Gaz d'appoint**

9 Une demande de 50 10⁶m³ au service de gaz d'appoint concurrence est projetée à l'année
10 2019-2020, exception faite des mois de décembre à mars où aucun volume n'est projeté.
11 Ainsi, la capacité de transport additionnelle requise pour desservir cette clientèle a été
12 intégrée au plan d'approvisionnement. Toutefois, aucune capacité n'est contractée à cet
13 effet. Énergir concrétisera l'achat de la capacité au besoin, lorsque les contrats de gaz
14 d'appoint seront réalisés en cours d'année.

15 **7.2.4. Coûts de transport**

16 Les différents tarifs payés à TCPL et à Enbridge Gas pour l'utilisation du transport
17 contracté sur leur réseau sont présentés à l'annexe 4, page 2.

18 Gaz d'appoint concurrence

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

21 **7.3. Entreposage**

22 Le portefeuille d'outils d'entreposage des clients d'Énergir est constitué de quatre sites : les
23 deux sites d'Intragaz (Pointe-du-Lac et Saint-Flavien), le site d'Enbridge Gas et une usine de
24 liquéfaction, stockage et regazéification (LSR) dont Énergir est propriétaire. La Carte 1 du
25 présent document illustre les différents sites d'entreposage (items encadrés).

26 Le tableau de l'annexe 5, page 1 détaille les contrats actuellement détenus par Énergir pour
27 ses clients avec chacune des parties. La pièce indique, pour chaque contrat, les volumes

1 totaux d'entreposage, ainsi que les capacités de retrait et d'injection. L'échéance relative à
2 chacun des contrats y est également spécifiée.

3 **7.3.1. Capacité d'espace, de retrait et d'injection**

4 Conformément à la décision D-2018-158 (paragr. 158), Énergir a contracté une capacité
5 d'entreposage auprès d'Enbridge Gas lui permettant d'atteindre la capacité d'injection
6 nécessaire à la flexibilité opérationnelle requise. Les détails de ce nouveau contrat ainsi
7 que les analyses associées sont déposées à la pièce Énergir-H, Document 3.

8 **7.3.2. 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 5, page 2.

8. PLANIFICATION D'APPROVISIONNEMENTS

11 Cette section décrit les outils d'approvisionnement qui sont requis pour les quatre années du plan.
12 La première sous-section présente la structure d'approvisionnement requise pour la première
13 année du plan d'approvisionnement. Les autres sous-sections présentent les structures requises
14 sur l'horizon du plan quadriennal et selon les différents scénarios : base, favorable et défavorable.

15
16 Les excédents et déficits d'approvisionnement sur l'horizon du plan d'approvisionnement sont les
17 suivants :

Tableau 27

Cause tarifaire 2019-2020	Outils d'approvisionnement (10 ³ m ³ /jour) / Excédents (+) / Déficits (-)			
	Avec besoin marge excédentaire (+660) / Avec NCOS 2022	Sans besoin marge excédentaire (+660) / Avec NCOS 2022	Avec besoin marge excédentaire(+660) / Sans NCOS 2022	Sans besoin marge excédentaire(+660) / Sans NCOS
2019-2020 ¹	(21,1)	(21,1)	(21,1)	(21,1)
2020-2021	(752,2)	(92,4)	(752,2)	(92,4)
2021-2022	(768,0)	(108,2)	(768,0)	(108,2)
2022-2023	(929,0)	(269,2)	(1 530,7)	(870,9)

1. Pas de marge excédentaire prévue en 2019-2020

8.1. Planification pour l'année 2019-2020

8.1.1. Établissement des outils du plan d'approvisionnement 2020

Établissement du débit quotidien d'approvisionnement requis

Le plan d'approvisionnement est établi afin de s'assurer que les approvisionnements soient suffisants pour répondre à la demande projetée au scénario de base et présentée à la section 5.

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

Dans sa décision D-2018-158 (paragr. 81), la Régie demandait à Énergir de déposer l'état d'avancement de ses travaux en lien avec l'établissement de la prévision du besoin de pointe, entre autres en ce qui a trait à la prévision de la demande des clients en service continu, avec et sans le paramètre « mois ».

Afin de soutenir ses analyses internes, Énergir a mandaté la firme de consultants Artelys pour analyser l'ensemble du calcul de régression relatif à l'établissement du besoin en journée de pointe. Artelys a procédé à l'évaluation de chaque élément inclus dans le calcul de la régression.

1 Lors de la Cause tarifaire 2018-2019, Énergir avait évoqué à la Régie que l'utilisation du
2 paramètre « mois » semblait être à l'origine des écarts annuels observés entre l'évolution
3 de la demande annuelle au service continu et la prévision de la demande de pointe. Le
4 rapport de la firme Artelys (voir annexe 6) confirme que l'abandon du paramètre « mois »
5 permet une meilleure stabilité des résultats de la méthode et reflète mieux l'évolution du
6 portefeuille client.

7 Le rapport de la firme Artelys rapporte également que le traitement des jours fériés par
8 Énergir peut avoir un effet sur le résultat du calcul de la journée de pointe. En effet,
9 l'ensemble des consommations historiques pour la période du 24 décembre au 3 janvier
10 est atypique par rapport au reste de l'hiver³⁰.

11 Énergir a donc modifié sa méthode de calcul pour établir la demande au service continu
12 en journée de pointe sans le paramètre « mois » et en inscrivant toutes les journées du
13 24 décembre au 3 janvier en tant que journées fériées. Le présent plan
14 d'approvisionnement tient compte de ces modifications.

15 Le détail de l'établissement de la demande au service continu en journée de pointe et du
16 débit quotidien requis en hiver extrême est présenté à l'annexe 7.

17 Le tableau suivant présente les résultats et le débit quotidien d'approvisionnement requis
18 pour l'année 2019-2020.

Tableau 28

	10 ³ m ³ /jour
Demande continue en journée de pointe	35 771
Débit quotidien hiver extrême	34 660
Maximum [demande pointe; hiver extrême]	35 771

³⁰ Annexe 6, p. 22.

1 Outil de maintien de fiabilité

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

4 Pour l'année 2019-2020, une capacité d'entreposage de 5,0 Mm³ est réservée par le client
5 GM GNL.

6 Cette capacité réservée ne limite aucunement la capacité maximale de retrait de
7 5749 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, des capacités additionnelles de transport pourraient être requises afin de
10 maintenir la sécurité d'approvisionnement de la clientèle. Ces capacités additionnelles de
11 transport sont définies comme étant l'outil de maintien de fiabilité.

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

- 17 • les approvisionnements requis sous le scénario sans réservation de capacité
18 d'entreposage par le client GM GNL; et
19 • les approvisionnements requis sous le scénario avec réservation de capacité
20 d'entreposage par le client GM GNL.

21 Le tableau suivant présente les résultats des deux scénarios.

Tableau 29

	Capacité d'entreposage réservée *	Scénario sans réservation à LSR	Scénario avec réservation à LSR	Outil de maintien de fiabilité
	10 ⁶ m ³	10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour
(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (4) - (3)
Année 2019-2020				
Demande continue en journée de pointe		35 771	35 771	
Besoins pour hiver extrême		34 433	34 660	
Outil d'approvisionnement requis	5,0	35 771	35 771	0

* : Pour facturation des coûts d'utilisation reliée à la fonction entreposage

- 1 Ainsi, aucun outil de maintien de fiabilité n'est requis pour l'année 2019-2020.
- 2 La méthodologie d'évaluation des coûts d'utilisation de l'usine LSR reliés à la fonction
- 3 entreposage et du calcul de l'outil de maintien de fiabilité, approuvée par la Régie dans la
- 4 décision D-2015-012, comporte trois cas de figure :
- 5 1. lorsque la daQ possède dans son plan d'approvisionnement un surplus de
- 6 capacité à l'usine LSR, cette capacité peut être cédée en partie ou en totalité au
- 7 client GM GNL au taux moyen de l'entreposage de l'usine afin d'optimiser
- 8 l'ensemble des outils de la daQ. Aucun outil de maintien n'est nécessaire dans ce
- 9 cas;
- 10 2. lorsque la daQ doit utiliser dans son plan d'approvisionnement l'ensemble de la
- 11 capacité de l'usine LSR, alors un outil assurant une sécurité d'approvisionnement
- 12 équivalente au besoin d'entreposage doit être contracté, et ce, à la charge du client
- 13 GM GNL. Dans ce cas, comme la daQ détient les outils pour répondre à la
- 14 demande comme s'il n'y avait pas de client GM GNL, alors la daQ assume en
- 15 totalité les coûts d'entreposage de l'usine LSR et le client GM GNL assume en
- 16 totalité le coût de l'équivalence du besoin d'entreposage (outil de maintien de
- 17 fiabilité); et
- 18 3. lorsque la daQ possède dans son plan d'approvisionnement un surplus de
- 19 capacité qui ne couvre qu'en partie les besoins du client GM GNL, alors le client
- 20 GM GNL utilise, au taux moyen de l'entreposage de l'usine, la portion qui peut être
- 21 cédée. Pour le solde de la capacité réservée par le client GM GNL, il doit contracter

1 un outil assurant une sécurité d'approvisionnement équivalente et en assumer les
2 coûts.

3 Considérant le fait qu'aucun outil de maintien de fiabilité n'est requis si le client GM GNL
4 réserve 5,0 Mm³ de capacité d'entreposage à l'usine LSR pour l'année 2020, le cas de
5 figure 1 s'applique. Ainsi, le client GM GNL se verra facturer les coûts d'utilisation de
6 l'usine LSR reliés à la fonction entreposage au taux moyen.

7 Outils d'approvisionnement pour répondre au besoin d'approvisionnement

8 Le Tableau 30 répertorie les différents outils d'approvisionnement disponibles, leur débit
9 journalier maximal respectif, ainsi que la capacité de transport déficitaire établie en
10 considérant le débit quotidien maximal de chaque outil. Cette capacité déficitaire
11 correspond aux achats de transport FTLH requis à court terme, soit l'option la moins
12 coûteuse selon les hypothèses retenues.

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

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

19 Par ailleurs, une revue des activités et des équipements de l'usine LSR, notamment à la
20 lumière de l'évolution de certaines règles d'évaluation des risques associés à la
21 disponibilité de l'actif, a conduit Énergir à réviser à la baisse la capacité de vaporisation
22 « garantie » quotidienne en prévision de l'hiver 2018-2019. La capacité garantie est
23 passée de de 5 805 10³m³/jour à 5 147 10³m³/jour, soit une baisse de 658 10³m³/jour.
24 Cette réduction s'explique par la considération de la philosophie de redondance « N+1 »
25 au niveau des équipements de vaporisation. Cette philosophie s'inscrit dans les bonnes
26 pratiques de l'industrie gazière. À titre d'exemple, lors du projet de renforcement du
27 réseau de transmission du Saguenay (R-3919-2015), les postes de compression de La
28 Tuque et de St-Maurice ont été conçus en respect de cette philosophie et ce, sur la base

1 d'un rapport d'expert qui recommandait d'appliquer la philosophie de redondance N+1
2 dans la conception du réseau³¹.

3 Considérant cette révision et afin de disposer des outils requis pour répondre à la pointe
4 projetée de l'hiver 2018-2019, Énergir a dû explorer les diverses alternatives existant tant
5 sur le marché primaire que secondaire pour compenser cette réduction de 658 10³m³/jour
6 dans la capacité « garantie ». Bien que la capacité de vaporisation « garantie » selon la
7 philosophie de redondance soit de à 5 147 10³m³/jour, il n'en demeure pas moins que
8 dans la mesure où les équipements sont tous en bon état de fonctionnement – ce qui est
9 toujours l'objectif visé, l'usine LSR est en mesure de fournir les 5 805 10³m³/jour
10 historiquement considérés au plan d'approvisionnement. C'est pourquoi Énergir a
11 envisagé des options moins traditionnelles, mais surtout, moins onéreuses pour pallier ce
12 risque. Ainsi, pour l'hiver 2018-2019, Énergir a été en mesure de trouver deux
13 fournisseurs intéressés à lui fournir des services de pointe totalisant 658 10³m³/jour
14 disponibles 5 journées au maximum.

15 Pour l'année 2019-2020, en raison de la disponibilité visée de l'usine LSR mentionnée ci-
16 dessus, Énergir considère dans ses outils présentés au Tableau 30 ci-dessous que l'usine
17 LSR fournira malgré tout 5 805 10³m³/jour en journée de pointe. Toutefois, elle considère
18 qu'il serait imprudent de ne pas se prémunir d'une alternative de dernier recours advenant
19 le cas où l'usine LSR ne puisse fournir que la capacité de vaporisation « garantie ».
20 Énergir souhaite donc contracter, pour l'hiver 2019-2020 un service de pointe sous forme
21 d'option semblable à celui qu'elle a contracté pour l'hiver précédent, plutôt que de
22 contracter des outils de transport annuel. Le coût de ce type de service se décompose en
23 deux volets : le coût de réservation du service afin d'être en mesure d'y recourir (coût
24 fixe), et le coût associé à son recours (coût variable) pour un maximum de 5 jours. Pour
25 information à la Régie, le coût fixe de cet outil pour l'hiver 2018-2019 s'est élevé à
26 63 117 \$. Quant au coût variable, celui-ci a été fixé en fonction de l'alternative disponible
27 aux fournisseurs du service de pointe s'il avait été utilisé. Les fournisseurs qui ont offert
28 le service de pointe auraient utilisé des capacités de transport avec un point de livraison
29 à East Hereford, point d'interconnexion avec PNGTS, qui dessert le marché de la

³¹ R-3919-2015, B-0015, Gaz Métro-1, Document 8, pages 6 à 8.

1 Nouvelle-Angleterre, en particulier la région d'Algonguin. Ainsi donc, le coût variable du
2 service a été fixé en fonction du prix à Algonguin. Énergir n'a finalement pas eu besoin de
3 ce service et n'a donc encouru aucun coût variable. Mais si tel avait été le cas, le coût
4 total, si Énergir avait utilisé les 5 journées, aurait tout de même été inférieur au coût
5 associé à l'achat de capacité de transport sur le marché primaire ou secondaire pour
6 l'hiver 2018-2019.

7 En fonction des discussions avec divers fournisseurs, Énergir devrait être en mesure de
8 contracter un service similaire pour l'hiver 2019-2020. Énergir informera la Régie des
9 caractéristiques finales de cet outil.

10 Énergir souligne qu'il n'est pas possible de prévoir si ce type de service demeurera offert
11 sur le long terme, à un prix raisonnable. Il demeure fonction des possibilités et alternatives
12 disponibles aux fournisseurs susceptibles d'offrir ce service. C'est pourquoi Énergir est
13 présentement à la recherche de la meilleure option à long terme afin de pallier à cette
14 baisse de la capacité « garantie » à l'usine LSR. Elle évaluera les options disponibles et
15 présentera à la Régie celle qu'elle privilégie lorsqu'elle aura été identifiée.

Tableau 30

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	9
Transport fourni par les clients	251
FTSH (Dawn-Energir EDA)	2 192
Transport par échange (Dawn-Energir)	2 875
FTSH (Parkway-Energir EDA & NDA)	13 174
STS (Parkway-Energir EDA & NDA)	5 705
Pointe-du-Lac	1 624
Saint-Flavien	1 543
Outil de maintien de fiabilité	0
Usine LSR (Vaporisation)	5 835
Interruption de liquéfaction GM GNL	297
Sous-total approvisionnements	35 749
Achat / (Vente) de transport	21
Total approvisionnements après achat / (vente) de transport	35 770

Note : À des fins d'illustration des débits journaliers maximum en mètres cubes, un facteur de conversion de 37,89 MJ/m³ pour le pouvoir calorifique a été utilisé pour les outils d'entreposage Pointe-du-Lac (PdL), Saint-Flavien et l'usine LSR alors que dans les faits, un pouvoir calorifique de 38,46 MJ/m³ s'applique. Par exemple, le débit contractuel de PdL est de 1 600 10³m³/jour. Le facteur de conversion en gigajoule est de 38,46 MJ/m³, amenant ainsi le débit à 61 536 GJ/jour. Le plan d'approvisionnement est établi sur une base de gigajoule et lorsqu'on présente l'information en mètres cubes à la cause tarifaire, il devient requis d'utiliser un pouvoir calorifique équivalent pour l'ensemble des éléments afin de maintenir l'exactitude des calculs, d'où l'utilisation du facteur de conversion de 37,89 MJ/m³. Ainsi, le débit contractuel de PdL présenté ci-dessus est de 1 624 10³m³/jour.

Stratégie d'approvisionnement retenue

Le total des approvisionnements requis pour l'année 2019-2020 s'élève à 35 770 10³m³/jour alors que le débit des approvisionnements actuel est de 35 749 10³m³/jour outils. Le déficit d'outils observé par Énergir est marginal. Énergir ne prévoit pas combler ce déficit avant la révision qui sera faite dans les semaines précédant le début de l'hiver.

Afin de balancer l'approvisionnement au plan 2020, Énergir a tout de même intégré au plan un achat de transport FTSH de 21 10³m³/jour. L'analyse de rentabilité de cette stratégie d'approvisionnement est présentée à la section 8.1.3.

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

Tableau 31

	10 ³ m ³ /jour
Total approvisionnements avant achat/vente	35 749
Achat(+) / Vente(-) de transport	21
Total approvisionnements après achat/vente	35 770
Journée de pointe 2020	35 771
Provision additionnelle	-1
% du total des approvisionnements	0,00%

8.1.2. Demande et sources d'approvisionnement gazier

L'annexe 8 présente la planification mensuelle pour l'année 2019-2020.

La demande totale s'élève à 3 571 10⁶m³ pour la période de l'hiver. L'approvisionnement disponible pour répondre à la demande totale avant interruption se chiffre à 3 562 10⁶m³, incluant les retraits des inventaires. Ainsi, un volume d'interruption de 9 10⁶m³ est requis pour répondre à la demande d'hiver.

Durant l'été, la demande totale prévue s'élève à 3 093 10⁶m³, incluant les besoins d'injection aux sites d'entreposage.

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

5 **8.1.3. Stratégie d'approvisionnement et analyse de rentabilité**

6 La présente section a pour but de présenter une analyse de rentabilité quant à la structure
7 d'approvisionnement qui a été définie pour la première année du plan.

8 L'annexe 9 présente un plan d'approvisionnement et une analyse de rentabilité pour la
9 première année du plan en fonction de la structure retenue pour l'année 2019 (scénario 1)
10 et un scénario alternatif (scénario 2) :

- 11 1. Achat d'une capacité de transport 21,1 10³m³/jour depuis Parkway (7,05 ¢/m³ ou
12 1,86 \$/GJ) combinée à une capacité de 21,5 10³m³/jour entre Dawn et Parkway (du
13 1^{er} novembre 2019 au 31 mars 2020 (0,34 ¢/m³ ou 0,09 \$/GJ).
- 14 2. Achat d'une capacité de transport 21,1 10³m³/jour depuis Empress du 1^{er} novembre
15 2019 au 31 mars 2020 à un prix de 10,84 ¢/m³ (2,86 \$/GJ).

16 Les prix présentés ci-haut sont une moyenne des prix obtenus de la part de trois
17 fournisseurs pour la période visée. Cette analyse consiste en une comparaison des plans
18 d'approvisionnement sous chacun des scénarios ainsi que d'une comparaison des coûts
19 de ceux-ci.

20 Impact sur le plan d'approvisionnement

21 La première partie de l'annexe 9 (lignes 1 à 28) reprend les grandes lignes de
22 présentation du plan d'approvisionnement, soit : la demande, les outils
23 d'approvisionnement et le débit quotidien d'approvisionnement requis.

24 Impact sur les coûts d'approvisionnement

25 La seconde partie de l'annexe 9 (lignes 29 à 44) présente une estimation des coûts de
26 ces plans d'approvisionnement. Pour quantifier ces coûts, les hypothèses suivantes ont
27 été utilisées :

- 1 • les prix saisonniers de fourniture présentés à la section 2.2, Tableau 5 du présent
2 document;
- 3 • les tarifs applicables aux différents contrats de transport et entreposage présentés à
4 la section 8; et
- 5 • une évaluation auprès de trois tierces parties, des prix d'achat de capacités de
6 transport.

7 Il est à noter que cette évaluation est sommaire et ne peut se comparer directement au
8 coût de service de la Cause tarifaire 2019-2020 qui inclut des éléments additionnels, tels
9 que l'amortissement de différents comptes de frais reportés, les mouvements de trésorerie
10 et les impôts. L'analyse fait également abstraction du prix des achats de fourniture entre
11 les différents services de fourniture d'Énergir et du client. Cette simplification n'a pas
12 d'impact sur le résultat de l'analyse puisque c'est la variation et non le niveau du coût
13 global qui est pertinent.

14 La variation des coûts d'approvisionnement entre les deux scénarios est de l'ordre de
15 0,272 M\$, soit 0,0003 % des coûts totaux d'approvisionnement. Le scénario 1 considérant
16 la totalité des achats en FTSH Parkway-Energir EDA engendre des coûts légèrement
17 inférieurs. Énergir a donc retenu ce scénario pour le plan d'approvisionnement de l'année
18 2019-2020.

19 **8.1.4. Coefficient d'utilisation FTLH**

20 Le coefficient d'utilisation du transport FTLH anticipé pour l'année 2019-2020 est
21 de 100 %. Au réel toutefois, il pourrait survenir des situations où il serait plus avantageux
22 pour la clientèle de ne pas atteindre un tel coefficient d'utilisation. Si cela se produit,
23 Énergir agira dans le meilleur intérêt de la clientèle.

24 **8.1.5. Nombre maximum de jours d'interruption**

25 Le tableau ci-dessous présente le nombre maximum de jours d'interruption pour
26 l'année 2019-2020 qui sera intégré à la section « Interruptions » du « Service de
27 distribution D₅; Interruption » des *Conditions de service et Tarif*.

Tableau 32

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	54	20
5.6	10 000	30 000	54	20
5.7	30 000	100 000	55	30
5.8	100 000	300 000	56	30
5.9	300 000	et plus	58	30

1 **8.2. Plan d'approvisionnement 2020-2023 – scénarios de base,**
2 **favorable et défavorable**

3 **8.2.1. Fourniture de gaz naturel**

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

8 **8.2.2. Transport**

9 Selon les outils déjà contractés, des déficits d'approvisionnement sont observés pour les
10 quatre années du plan d'approvisionnement.

11 À l'an 4 du plan d'approvisionnement (2022-2023), un contrat de transport de
12 711 10³m³/jour avec une tierce partie viendra à échéance comme démontré à la page 1
13 de l'annexe 4 à la ligne 17. Énergir n'a pas été mesure de renouveler cette entente
14 puisque la tierce partie ne lui offrait plus des conditions qui auraient été favorables pour
15 la clientèle.

16 Toujours pour l'année 4 du plan d'approvisionnement, Énergir demande à la Régie
17 l'autorisation de contracter une capacité supplémentaire de transport FTSH Parkway-
18 EDA. L'analyse relative au besoin de cette capacité supplémentaire est présente à la
19 pièce Énergir-H, Document 5.

1 Énergir a intégré comme outil d'approvisionnement en pointe, la possibilité d'interrompre
2 la liquéfaction du client GM GNL (ligne 46 de l'annexe 10). L'apport de cet outil aux
3 besoins de pointe correspond au potentiel de liquéfaction quotidien prévu pour chacune
4 des années.

5 Considérant le fait que la demande projetée sur l'horizon du plan d'approvisionnement ne
6 pouvait prendre en compte la refonte du service interruptible puisque celle-ci est encore
7 sous étude par la Régie (R-3867-2013, Phase 2), l'impact sur les approvisionnements
8 pour les années 2020-2021 et suivantes a été considéré à la marge (ligne 48 de
9 l'annexe 10). À la Cause tarifaire 2016 (R-3879-2014), lors de l'établissement des
10 capacités à soumissionner auprès de TCPL pour une mise en service au 1^{er} novembre
11 2018, Énergir avait estimé que la refonte du service interruptible représenterait un
12 remplacement d'approvisionnement de 528 10³m³/jour. Pour la présente cause tarifaire,
13 Énergir a donc utilisé cette valeur comme impact de l'offre interruptible sur les outils
14 d'approvisionnement.

15 Il est à noter qu'Énergir a aussi choisi de ne pas renouveler un contrat de transport M12
16 (Dawn-Parkway) qui viendra à échéance le 31 mars 2021. Ce contrat non-renouvelé est
17 présenté à la ligne 36 de l'annexe 4 page 1. Plutôt que de renouveler ce contrat de
18 transport, Énergir a plutôt choisi de le remplacer par un contrat d'échange Dawn-Parkway
19 avec deux tierces parties suite à un appel d'offres. Au final, 3 contrats d'échanges ont été
20 signés :

- 21 1. Échange hiver seulement de 264 10³m³ (10 000 GJ/j); échéance au 31 mars 2024;
22 taux fixe de 0,341 ¢/m³ (0,09 \$/GJ); économies estimées en comparaison de
23 l'utilisation de M12 : 406 682 \$.
- 24 2. Échange hiver seulement de 264 10³m³ (10 000 GJ/j); échéance au 31 mars 2024;
25 taux fixe de 0,379 ¢/m³ (0,10 \$/GJ); économies estimées en comparaison de
26 l'utilisation de M12 : 391 582 \$.
- 27 3. Échange hiver seulement de 1 814 10³m³ (68 728 GJ/j); échéance au 31 mars
28 2024; taux fixe de 0,436 ¢/m³ (0,1150 \$/GJ); économies estimées en comparaison
29 de l'utilisation de M12 : 2 535 598 \$.

30 Quant au besoin d'un outil de maintien de fiabilité à la suite de la réservation d'une
31 capacité d'entreposage par le client GM GNL, le tableau suivant présente la capacité

1 réservée pour l'horizon du plan d'approvisionnement, ainsi que l'impact sur les
 2 approvisionnements gaziers. Tout comme pour l'année 2019-2020, aucun outil de
 3 maintien de fiabilité ne serait requis de la part du client GM GNL sur l'horizon du plan.

Tableau 33

	Capacité d'entreposage réservée 10 ⁶ m ³	Scénario sans réservation à LSR 10 ³ m ³ /jour	Scénario avec réservation à LSR 10 ³ m ³ /jour	Outil de maintien de fiabilité 10 ³ m ³ /jour
(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (4) - (3)
Année 2019-2020				
Demande continue en journée de pointe		35 771	35 771	
Besoins pour hiver extrême		34 433	34 660	
Outil d'approvisionnement requis	5,0	35 771	35 771	0
Année 2020-2021				
Demande continue en journée de pointe		37 032	37 032	
Besoins pour hiver extrême		34 735	35 001	
Outil d'approvisionnement requis	5,0	37 032	37 032	0
Année 2021-2022				
Demande continue en journée de pointe		37 051	37 051	
Besoins pour hiver extrême		34 955	35 232	
Outil d'approvisionnement requis	5,0	37 051	37 051	0
Année 2022-2023				
Demande continue en journée de pointe		37 158	37 158	
Besoins pour hiver extrême		35 098	35 367	
Outil d'approvisionnement requis	5,0	37 158	37 158	0

4 L'annexe 11 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.

6 **8.2.3. Équilibrage**

7 Énergir prévoit maintenir les capacités d'entreposage sur l'horizon du plan
 8 d'approvisionnement. Le détail des capacités, pour les périodes concernées, se retrouve
 9 à l'annexe 10, lignes 26 à 29. Un contrat d'entreposage avec Enbridge Gas (LST088)

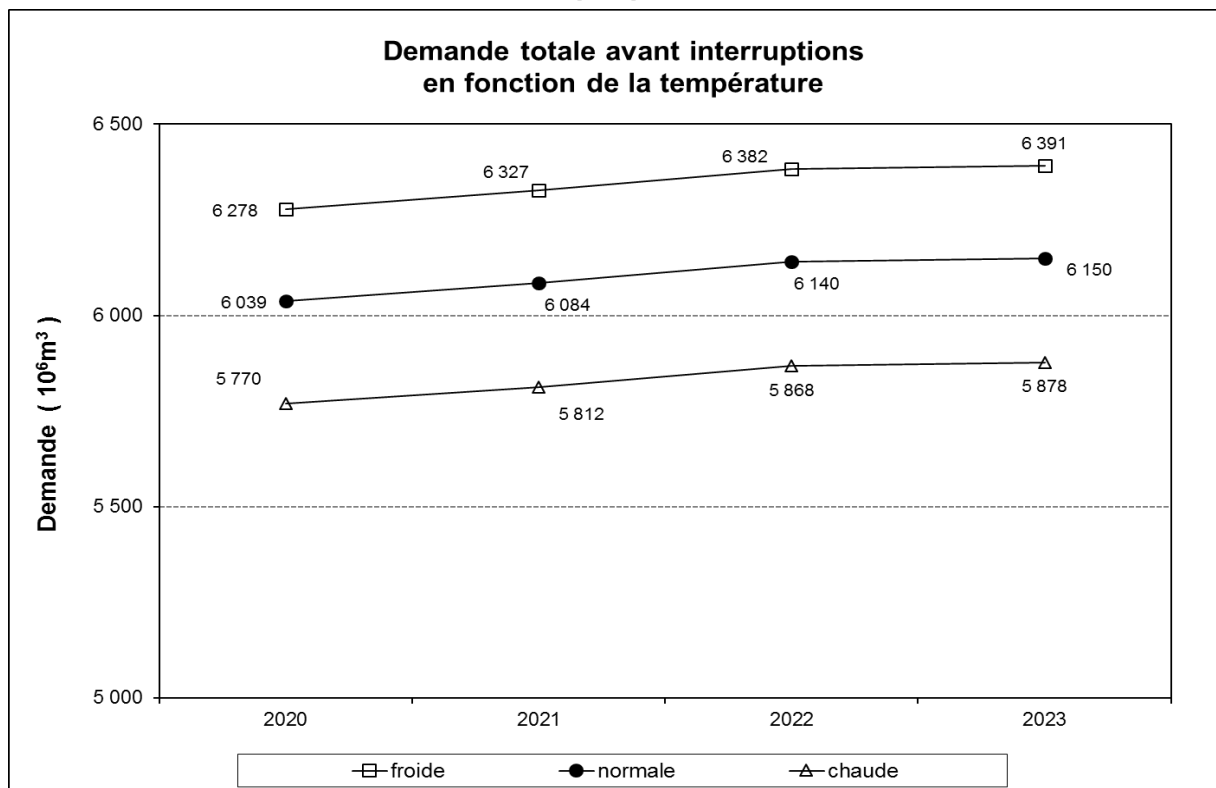
viendra à échéance le 31 mars 2020 et Énergir présente à la pièce Énergir-H, Document 4 les caractéristiques qu'elle désire faire approuver pour son remplacement.

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

8.2.4. Impact de la température

Afin d'évaluer l'impact potentiel de la température, Énergir utilise l'écart annuel total maximal bas et haut observé entre les degrés-jours réels réchauffés depuis 30 ans et les degrés-jours normaux pour l'année tarifaire 2020, évalués en base 13. Ces écarts sont de -15,5 % pour une année chaude et +13,2 % pour une année froide. Les variations potentielles de demande engendrées par ces écarts de température sont illustrées au graphique suivant :

Graphique 2



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 12. 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.

5 **8.2.5. Scénario favorable**

6 L'annexe 13 présente le plan d'approvisionnement sur un horizon de quatre ans dans le
7 cas où les livraisons globales de gaz naturel se situeraient au niveau du scénario
8 favorable présenté à la section 5.2.

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

11 **8.2.6. Scénario défavorable**

12 L'annexe 14 présente le plan d'approvisionnement sur un horizon de quatre ans dans le
13 cas où les livraisons globales de gaz naturel se situeraient au niveau du scénario
14 défavorable présenté à la section 5.3.

15 Pour les quatre années du plan d'approvisionnement, l'impact d'un scénario défavorable
16 se mesure par des capacités de transport excédentaires comparativement au scénario de
17 base. Des ventes de capacités de transport seraient requises (ligne 52 de l'annexe 14),
18 pour les quatre années.

19 **8.3. Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement**

20 Dans l'éventualité où un fournisseur ferait défaut de livrer le gaz qu'il s'était engagé à livrer,
21 Énergir devrait se procurer du gaz de remplacement auprès d'autres fournisseurs actifs dans
22 le marché. Ce gaz de remplacement pourrait cependant devoir être acheté à un prix supérieur
23 au prix convenu avec le fournisseur initial. Les ententes en place prévoient toutefois que le
24 fournisseur en défaut de livraison doit indemniser Énergir pour les coûts additionnels
25 encourus pour l'acquisition de gaz de remplacement, le cas échéant.

26 La liquidité des marchés fait en sorte qu'Énergir est d'avis qu'elle trouvera du gaz de
27 remplacement. Le prix auquel le gaz de remplacement serait disponible dans le marché peut

1 transport M12 associée entre Dawn et Parkway. Ces ventes se retrouvent
2 principalement, mais non exclusivement, hors de la période d'hiver.

3 Les revenus d'optimisation résultant des différentes transactions opérationnelles prévues à la
4 Cause tarifaire 2019-2020 sont présentés dans les sous-sections ci-dessous.

5 **9.1.1. Vente de transport a priori**

6 L'année 2019-2020 du plan d'approvisionnement ne prévoit pas de vente de transport a
7 priori puisque cette année est en déficit d'approvisionnement.

8 **9.1.2. Vente de transport non utilisé**

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

11 **9.2. Transactions financières**

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

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

20 Lors de la Cause tarifaire 2018-2019³², Énergir avait informé la Régie qu'elle avait procédé
21 à une transaction d'optimisation particulière : deux contrats de transport M12 entre Dawn et
22 Parkway n'ont pas été renouvelés et ils ont été remplacés par des échanges Dawn/Parkway
23 avec des tierces parties. Ces transactions seront effectives pendant l'année 2019-2020 et
24 les économies estimées sont de l'ordre de 2,2 M\$. Énergir estime que cette optimisation est
25 similaire à une transaction financière en ce qu'elle remplace un outil requis (le contrat de
26 transport M12) par un autre outil (les contrats d'échanges avec des tierces parties). Ce

³² R-4018-2017, GM-H, Document 1, page 89.

1 faisant, Énergir a créé de la valeur pour la clientèle en réduisant le coût total de sa structure
2 d'approvisionnement. Cette valeur tient compte non seulement des économies en transport
3 associés au tarif de M12 qui n'a plus à être payé, mais aussi du coût lié à l'échange de la
4 molécule, pour des économies nettes estimées de 2,2 M\$ pour l'année 2019-2020.

5 Considérant ce qui précède, Énergir estime qu'elle devrait être bonifiée à la hauteur de 10%
6 de l'économie qui sera réalisée pour la clientèle lors de l'année 2019-2020. D'ailleurs, cette
7 transaction s'apparente à celle pour laquelle la Régie avait voulu encourager le distributeur
8 à créer de la valeur en 2013³³ :

9 « [35] De plus, bien que la présente décision ne s'applique que pour l'année tarifaire 2013,
10 la Régie juge pertinent d'indiquer au distributeur qu'elle encourage les transactions par
11 lesquelles celui-ci crée une valeur ajoutée, telle la réduction des coûts par rapport aux tarifs
12 applicables de TCPL. »

13 De plus, Énergir est d'avis que cette transaction respecte les principes énoncés par la Régie
14 dans la décision D-2014-077 (R-3837-2013, Phase 3):

15 « [487] Même si ces transactions étaient déjà réalisées et que les clients auraient profité,
16 de toute façon, des économies réalisées, la Régie a jugé bon de récompenser les
17 transactions intéressantes pour les clients afin d'énoncer un principe fondamental et de
18 l'illustrer par un exemple concret : la bonification doit être un pourcentage des économies
19 effectivement réalisées par les clients. »

20 Toujours dans cette décision (paragr. 489 et 490), la Régie énonçait que pour bonifier une
21 transaction particulière, elle ne pourrait le faire qu'en se basant sur une formule permettant
22 de mesurer correctement les économies générées pour la clientèle. Énergir est d'avis que la
23 formule proposée ici-bas répond à ce critère.

24 À des fins de bonification, Énergir propose la formule suivante pour l'établissement des
25 économies générées par cette transaction d'optimisation : les économies réalisées pour la
26 clientèle seront évaluées sur la base de l'économie générée en effectuant la transaction
27 d'optimisation, soit en soustrayant le coût annuel du contrat de M12 (incluant la compression

³³ D-2013-054, R-3809-2012, Phase 1.

1 et tout autre coût normalement payable au terme du tarif de M12) du coût de l'échange
2 effectué. Ce calcul sera présenté au Rapport annuel 2021.

CONCLUSION

3 Énergir a présenté son plan d'approvisionnement, couvrant les années 2020 à 2023
4 conformément au *Règlement*.

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

8 Sur l'horizon du plan 2020-2023, Énergir détient une structure d'approvisionnement rapprochée
9 de son territoire.

10 Énergir demande à la Régie :

- 11 • **d'approuver son plan d'approvisionnement pour les années 2020-2023;**
- 12 • **de prendre acte du fait qu'aucun outil de maintien par le client GM GNL n'est nécessaire**
13 **pour l'année 2019-2020;**
- 14 • **de lui permettre d'être bonifiée à la hauteur de 10 % des économies générées lors de**
15 **l'année 2019-2020 sur les transactions d'optimisation décrites à la section 9.2 du**
16 **présent document;**
- 17 • **d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des informations déposées sous**
18 **pli confidentiel.**

ANNEXES

- Annexe 1 : Prix régionaux
- Annexe 2 : Analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu
- Annexe 3 : Contrats d'approvisionnement existants - Fourniture de gaz naturel
Achats de fourniture de gaz naturel projetés – Année 2020-2023
- Annexe 4 : Contrats d'approvisionnement existants – Transport
Tarifs de transport : TCPL et Enbridge Gas (auparavant Union Gas)
Ratios projetés de gaz de compression
- Annexe 5 : Contrats d'approvisionnement existants – Entreposage
Tarifs de transport : Enbridge Gas (auparavant Union Gas) et Intragaz et ratios projetés de gaz de compression
- Annexe 6 : Rapport d'Artelys : *Comparaison des méthodes de calibration du modèle pour la prévision de la demande en journée de pointe*
- Annexe 7 : Établissement de la demande continue en journée de pointe et des besoins d'approvisionnement pour l'hiver extrême
- Annexe 8 : Demande et sources d'approvisionnement gazier - Année 2019-2020
- Annexe 9 : Plan d'approvisionnement 2020 – Stratégie alternative et analyse de rentabilité
- Annexe 10 : Plan d'approvisionnement 2020-2023
- Annexe 11 : Plan d'approvisionnement 2020-2023 – Comparaison de scénarios sans ou avec réservation à l'usine LSR par le client GM GNL
- Annexe 12 : Plan d'approvisionnement 2020-2023 – Impact potentiel de température
- Annexe 13 : Plan d'approvisionnement 2020-2023 – Scénario favorable
- Annexe 14 : Plan d'approvisionnement 2020-2023 – Scénario défavorable
- Annexe 15 : Comparaison des prévisions des ventes annuelles avec les données réelles
Comparaison des prévisions de la journée de pointe avec les données réelles
- Annexe 16 : Achats en gaz naturel renouvelable - Ville de Saint-Hyacinthe
- Annexe 17 : Initiative d'approvisionnement responsable en gaz naturel

Annexe 1

PRIX RÉGIONAUX

- 1 Cette annexe, présentant l'évolution historique et la valeur des « Futures » des différentiels de
- 2 lieu par rapport à Henry Hub pour différents points d'échange, n'a pu être préparée cette année.
- 3 En effet, aucune tierce partie n'a accepté que ses données de marché soient déposées et ce,
- 4 même sous pli confidentiel.

ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE
RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU
SERVICE CONTINU

T A B L E D E S M A T I È R E S

1. ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU	3
1.1. Méthodologie du calcul des probabilités	3
1.2. Probabilités de réalisation des scénarios pour 2019 à 2022	5
1.3. Aperçu sur quatre ans	9

1. ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU

1.1. Méthodologie du calcul des probabilités

1 Les scénarios favorable et défavorable présentés au plan d'approvisionnement sont établis
2 de manière à établir les extrêmes que pourraient atteindre les livraisons si la réalité divergeait
3 de ce qui est prévu au scénario de base. Énergir présente ces scénarios théoriques qui
4 devraient être considérés comme les bornes inférieures et supérieures des prévisions des
5 livraisons au service continu sur l'horizon 2020-2023.

6 Puisqu'il est impossible de mesurer la probabilité conjointe de réalisation des différents
7 paramètres pouvant conduire aux scénarios extrêmes, l'analyse de probabilité de réalisation
8 des scénarios au service continu est élaborée à partir de données historiques, comme
9 demandé par la Régie dans sa décision D-2007-116. Cet historique est constitué des écarts
10 relatifs aux prévisions entre 1991 et 2018. L'écart de prévision est calculé comme la
11 différence, en pourcentage, entre les livraisons réelles enregistrées pour chacune de ces
12 années et la prévision de la première année au scénario de base présentée lors de la cause
13 tarifaire (prévision un an).

Tableau 1
VOLUMES NORMALISÉS RÉELS ET PRÉVUS
Service continu (avec ajustement pour TCE à 33 %)

	Année	Volume réel (10⁶m³)	Prévision 1 an (10⁶m³)	Écart absolu (10⁶m³)	Écart relatif (10⁶m³)
1	1991	4 197,6	4 210,9	-13,3	-0,31%
2	1992	4 284,9	4 342,9	-58,0	-1,34%
3	1993	4 305,5	4 211,6	93,8	2,23%
4	1994	4 151,9	4 388,6	-236,7	-5,39%
5	1995	4 119,8	4 144,0	-24,2	-0,58%
6	1996	4 363,6	4 420,4	-56,8	-1,28%
7	1997	4 578,0	4 353,7	224,3	5,15%
8	1998	4 634,5	4 528,9	105,6	2,33%
9	1999	4 564,3	4 575,4	-11,2	-0,24%
10	2000	4 661,8	4 606,8	55,0	1,19%
11	2001	4 347,5	4 807,4	-459,9	-9,57%
12	2002	4 352,7	4 454,7	-101,9	-2,29%
13	2003	4 366,1	4 377,6	-11,5	-0,26%
14	2004	4 516,4	4 489,7	26,7	0,59%
15	2005	4 496,4	4 816,1	-319,7	-6,64%
16	2006	4 417,1	4 865,4	-448,3	-9,21%
17	2007	4 702,0	4 621,8	80,2	1,73%
18	2008	4 456,8	4 581,4	-124,7	-2,72%
19	2009	4 071,4	4 400,4	-329,1	-7,48%
20	2010	4 166,1	4 003,8	162,3	4,05%
21	2011	4 208,0	4 058,6	149,4	3,68%
22	2012	4 294,9	4 051,2	243,7	6,02%
23	2013	4 673,9	4 653,4	20,5	0,44%
24	2014	5 068,0	4 953,3	114,8	2,32%
25	2015	5 276,2	5 313,6	-37,4	-0,70%
26	2016	5 264,2	5 060,1	204,1	4,03%
27	2017	5 505,4	5 307,9	197,5	3,72%
28	2018	5 743,2	5 308,0	435,2	8,20%

1 À partir de cet échantillon de 28 données (Tableau 1), des probabilités de déviation du
2 scénario de base ont été établies afin de calculer une probabilité de réalisation des scénarios
3 extrêmes (favorable et défavorable). Ces probabilités sont uniquement construites à partir des
4 écarts observés entre les prévisions et le réel depuis 1991 et non sur l'information et la

1 connaissance du marché dont dispose Énergir au moment de l'établissement des prévisions
2 ou de situations particulières pouvant affecter la prévision d'une année donnée.

3 La distribution des écarts relatifs a été supposée normale, centrée à zéro et de variance
4 calculée à partir de l'échantillon. L'hypothèse selon laquelle la distribution est centrée à zéro
5 est en soi peu contraignante puisque la moyenne de l'échantillon est non statistiquement
6 différente de zéro. Elle est néanmoins conceptuellement importante puisqu'elle traduit la
7 certitude d'Énergir de produire au présent dossier une prévision non biaisée. Ce calcul de
8 probabilités est fait suivant la méthode présentée au dossier R-3662-2008, à la pièce
9 Gaz Métro-5, Document 1 et approuvée par la Régie dans la décision D-2008-140.
10 Cependant, pour les deuxième, troisième et quatrième années du plan d'approvisionnement,
11 les probabilités ont été calculées sans extrapolation des écarts types, comme demandé par
12 la Régie dans sa décision D-2008-140.

13 **1.2. Probabilités de réalisation des scénarios pour 2019-2020 à 2022-2023**

14 Sur la base des données historiques disponibles, Énergir a calculé que la probabilité d'écart
15 de prévision par rapport au scénario de base suit une normale centrée à zéro et de
16 variance égale à 0,10 % (ou d'écart type égal à 4,4 %).

17 Ceci permet de calculer les probabilités d'évolution de la demande autour du scénario de
18 base pour 2019-2020 à 2022-2023, telles que présentées au Tableau 2. Les probabilités de
19 réalisation des scénarios favorables sont moins élevées que les probabilités présentées dans
20 le cadre de la Cause tarifaire 2018-2019 pour l'année 2019-2020 (R-4018-2017, B-0218, GM-
21 H, Document 1). L'écart provient en grande partie des volumes du scénario favorable qui sont
22 en hausse relative en 2019-2020 par rapport à ceux présentés à la Cause tarifaire 2018-2019.
23 En augmentant les volumes du scénario favorable, l'écart avec les volumes au scénario de
24 base augmente. D'autre part, la probabilité de réalisation du scénario défavorable en 2019-
25 2020 est plus élevée que la probabilité de réalisation présentée dans le cadre de la Cause
26 tarifaire 2018-2019 pour chacune des années comparables. L'augmentation de cette
27 probabilité est attribuable au faible nombre de pertes de livraisons prévues dans le scénario
28 défavorable de la présente cause tarifaire.

Tableau 2
PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS
Service continu

	Réalisation	Probabilité
1	2019-2020	
2	Volume réel au-dessus du scénario favorable	28,00%
3	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	39,45%
4	Volume réel en dessous du scénario défavorable	32,56%
5	2020-2021	
6	Volume réel au-dessus du scénario favorable	5,93%
7	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	72,89%
8	Volume réel en dessous du scénario défavorable	21,18%
9	2021-2022	
10	Volume réel au-dessus du scénario favorable	1,76%
11	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	85,53%
12	Volume réel en dessous du scénario défavorable	12,70%
13	2022-2023	
14	Volume réel au-dessus du scénario favorable	0,99%
15	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	89,52%
16	Volume réel en dessous du scénario défavorable	9,49%

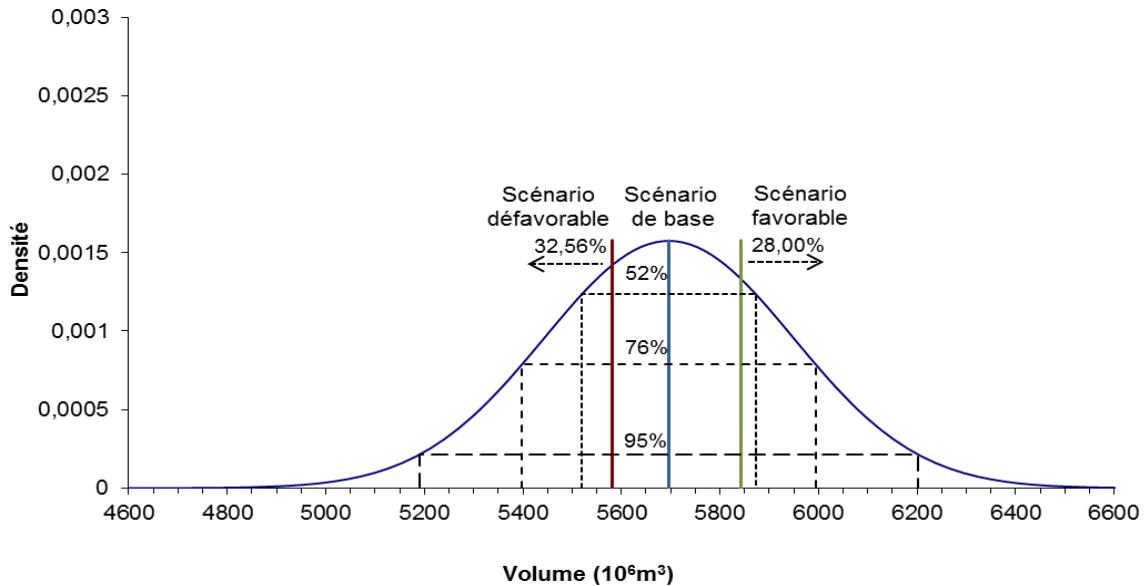
1 Les graphiques suivants présentent la distribution de probabilités de réalisation du volume
 2 livré pour les années 2019-2020 à 2022-2023, ainsi que le positionnement des trois scénarios
 3 et la probabilité de se situer dans différents intervalles autour de la prévision du scénario de
 4 base.

5 Dans un premier temps, les volumes des différents scénarios sont placés sur l'axe horizontal.
 6 Une simulation des volumes est ensuite effectuée en supposant une distribution suivant une
 7 loi normale de probabilité centrée sur les volumes du scénario de base. Les intervalles de
 8 confiance, tracés en caractère pointillé, sont ensuite apposés au graphique sous la courbe de
 9 probabilité en forme de cloche. L'objectif de ces graphiques est de visualiser plus facilement
 10 la probabilité que les volumes prévisionnels du scénario de base soient plus élevés que ceux
 11 du scénario favorable (ou moins élevés que le scénario défavorable) pour chacune des
 12 années prévisionnelles.

13 À titre d'exemple, pour l'année prévisionnelle 2019-2020, il y a une probabilité de 28,00 %
 14 que le volume prévisionnel soit plus élevé que le scénario favorable. Inversement, il y a une
 15 probabilité de 32,56 % que le volume prévisionnel soit moins élevé que le scénario
 16 défavorable.

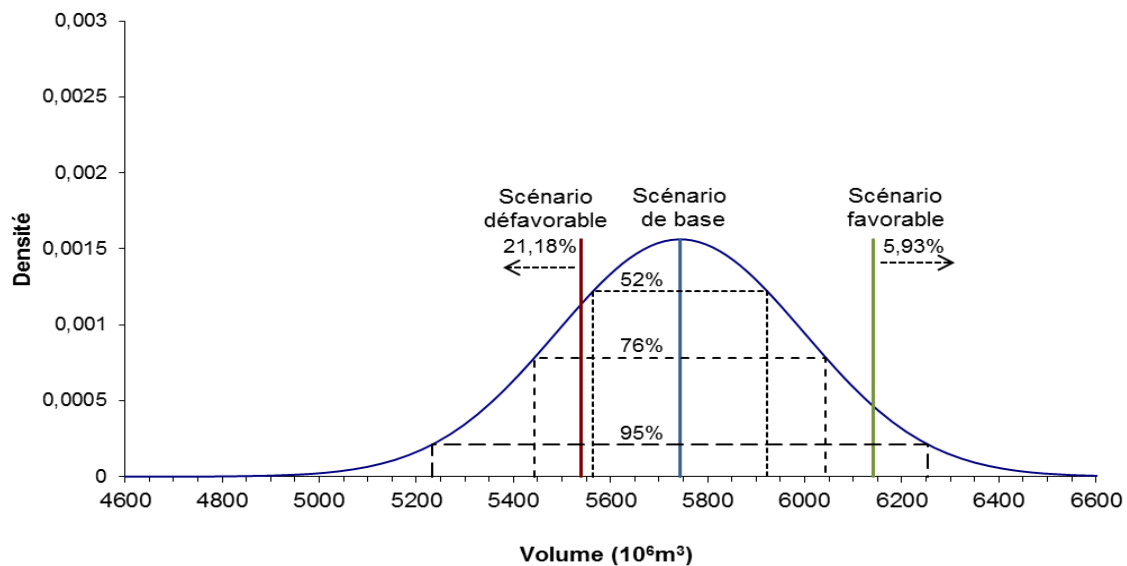
Graphique 1

Distribution de probabilités basée sur la prévision 2019-2020 (service continu)



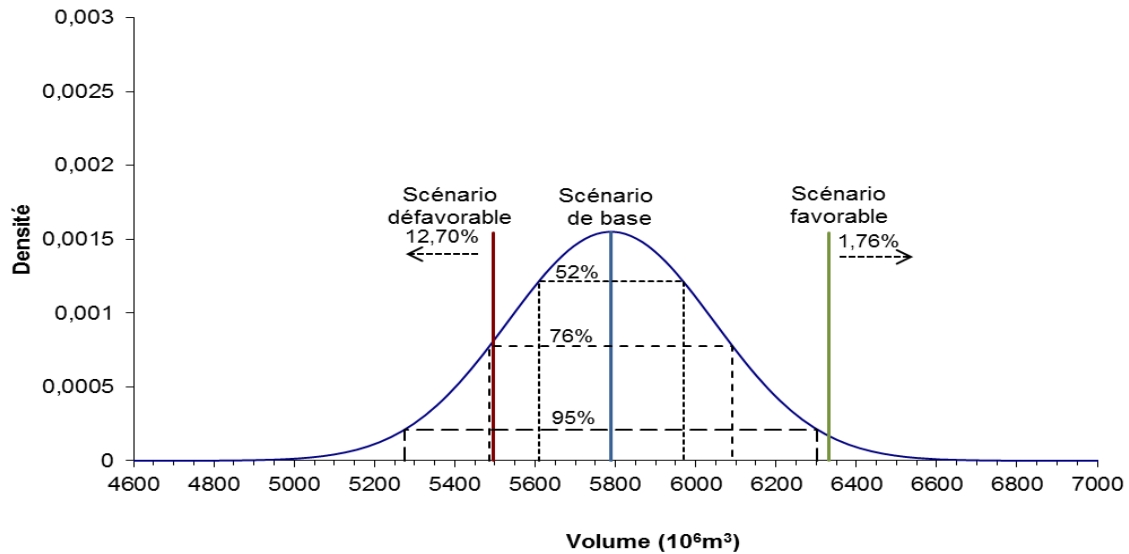
Graphique 2

Distribution de probabilités basée sur la prévision 2020-2021 (service continu)



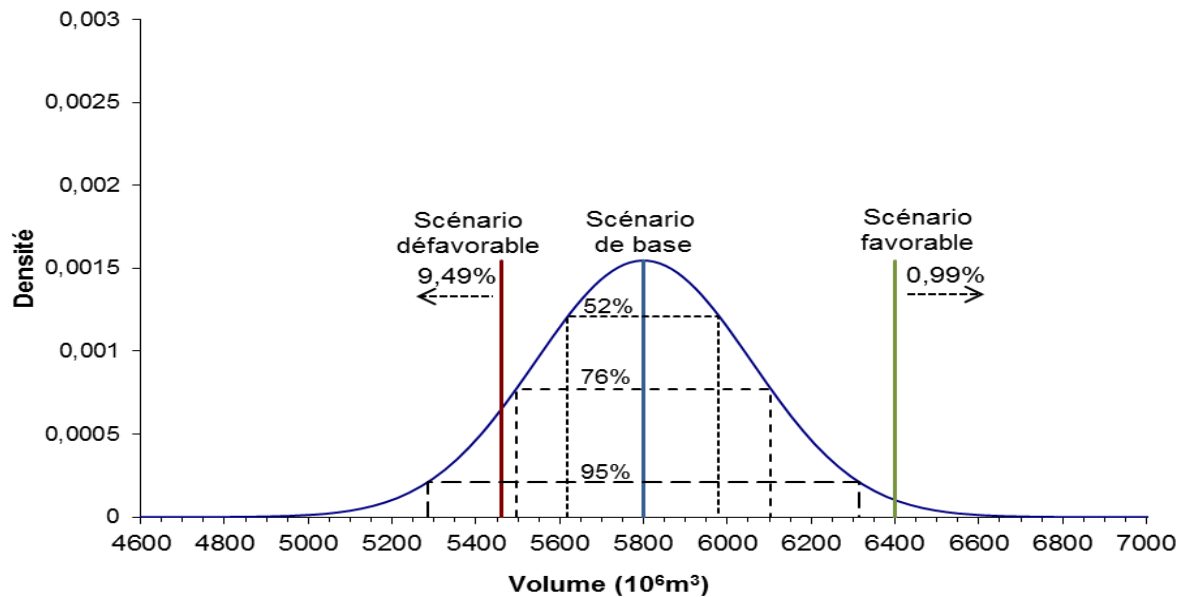
Graphique 3

Distribution de probabilités basée sur la prévision 2021-2022 (service continu)



Graphique 4

Distribution de probabilités basée sur la prévision 2022-2023 (service continu)

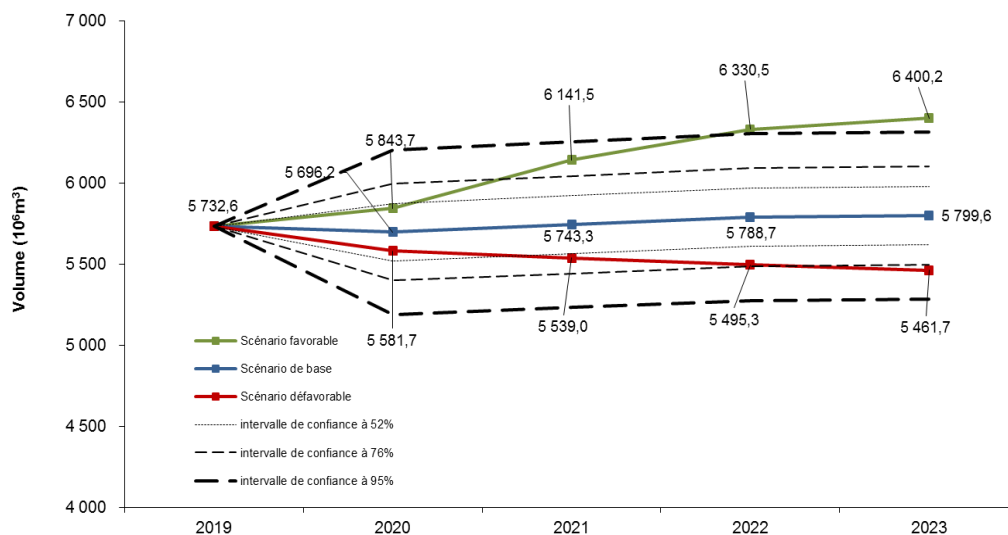


1.3. Aperçu sur quatre ans

- 1 En combinant les probabilités calculées sur les quatre années, soit de 2019-2020 à 2022-
 2 2023, il est possible de représenter graphiquement les trois scénarios de prévisions, ainsi que
 3 les probabilités que les livraisons réelles se trouvent dans un certain intervalle autour du
 4 scénario de base avec différents niveaux de confiance.

Graphique 5

Intervalle de confiance autour des prévisions sur 4 ans (service continu)



**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 2020 (10 ⁶ m ³)						
	(1)			(4)	(5)					(6)	(7)	(8)	(9)		
1	Empress						0	0	854						
2							TOTAL - Empress			0%					
3	Dawn	2021-02-28	4	2019-10-01	2020-09-30	Prix négocié	1	1,5	1 545						
4							TOTAL - Dawn			0,1%					
5	Territoire d'Énergir	VSH	8	2019-10-01	2020-09-30	Dawn	3,0	3,0	8						
6		2037-03-31													
7		Gaz naturel d'évaporation													
8		Sans échéance								10	2019-10-01	2020-09-30	Gaz de réseau	3,7	3,7
9		GNR (autres)								3	2019-10-01	2020-09-30	Prix négocié	1,0	1,0
10	à venir														
11	TOTAL - Territoire Énergir						94,0%								
12	Volume total annuel (10⁶m³) :							9,2	2 406						
13								0,38%							

ACHATS DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL PROJETÉS - ANNÉE 2019-2020

	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-19	0	54	54	0	72	72	0,6	0,0	0,6	1	126	127	0,4%
nov-19	154	49	203	0	70	70	0,6	0,0	0,6	155	119	274	56,5%
déc-19	213	35	248	65	7	73	0,6	0,0	0,6	279	42	321	86,9%
janv-20	188	63	251	65	7	73	0,6	0,0	0,6	254	70	324	78,4%
févr-20	184	99	282	61	7	68	0,5	0,0	0,5	245	105	351	70,0%
mars-20	188	46	234	65	7	72	0,6	0,0	0,6	254	53	307	82,7%
avr-20	55	98	153	0	70	70	0,6	0,0	0,6	56	167	223	25,1%
mai-20	0	36	36	0	72	72	0,8	0,0	0,8	1	108	109	0,7%
juin-20	0	0	0	0	70	70	0,8	0,1	0,8	1	70	71	1,1%
juil-20	0	0	0	0	72	72	0,8	0,1	0,9	1	72	73	1,0%
août-20	0	25	25	0	72	72	0,8	0,2	0,9	1	97	98	0,8%
sept-20	0	58	58	0	70	70	0,8	0,2	0,9	1	128	129	0,6%
Total	983	562	1 545	258	596	854	8	0	8	1 248	1 159	2 406	
Prorata du total			64,2%			35,5%			0,3%	51,9%	48,1%		

**CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS
TRANSPORT**

	Segment (1)	Transporteur (service) (2)	Échéance (3)	Débit total Année 2020 (10 ⁶ m ³ /an) (4)	Débit quotidien						Modalité contractuelle (11)	Note (12)
					2019-10-01 (10 ⁶ m ³ /jour) (5)	2019-11-01 (10 ⁶ m ³ /jour) (6)	2020-11-01 (10 ⁶ m ³ /jour) (7)	2021-01-01 (10 ⁶ m ³ /jour) (8)	2021-11-01 (10 ⁶ m ³ /jour) (9)	2022-11-01 (10 ⁶ m ³ /jour) (10)		
1	Empress-Energir EDA	TCPL (FTLH)	2020-12-31	705	1 927	1 927	1 927	0	0	0		1
2			sous-tot.	705	1 927	1 927	1 927	0	0	0		
3	Empress-Energir NDA	TCPL (FTLH)	2020-12-31	97	264	264	264	0	0	0		1
4			sous-tot.	116	317	317	317	0	0	0		
5	Empress-Energir NBJ	TCPL (LTFP)	2030-12-31	0	0	0	0	1 927	1 927	1 927	2	
6			2030-12-31	0	0	0	0	264	264	264		
7			2030-12-31	0	0	0	0	53	53	53		
8			sous-tot.	0	0	0	0	2 243	2 243	2 243		
9	NBJ-Energir EDA	TCPL (LTFP)	2030-12-31	0	0	0	0	1 927	1 927	1 927	2	
10			sous-tot.	0	0	0	0	1 927	1 927	1 927		
11	NBJ-Energir NDA	TCPL (LTFP)	2030-12-31	0	0	0	0	264	264	264	2	
12			2030-12-31	0	0	0	0	53	53	53		
13			sous-tot.	0	0	0	0	317	317	317		
14			2024-10-31	483	1 320	1 320	1 320	1 320	1 320	1 320		
15	Dawn-Energir EDA	TCPL (FTSH)	2024-10-31	319	872	872	872	872	872	872	1	
16			sous-tot.	802	2 192	2 192	2 192	2 192	2 192	2 192		
17		Tierce partie	2022-10-31	260	711	711	711	711	0	0	3	4
18			2024-10-31	792	2 164	2 164	2 164	2 164	2 164	2 164		
19	sous-tot.	1 052	2 875	2 875	2 875	2 875	2 875	2 164				
20	Parkway-Energir EDA	TCPL (STS)	2024-10-31	1 213	3 313	3 313	3 313	3 313	3 313	3 313	1	
21			2024-10-31	248	676	676	676	676	676	676		
22			2024-10-31	435	1 188	1 188	1 188	1 188	1 188	1 188		
23			2024-10-31	193	528	528	528	528	528	528		
24		sous-tot.	2 088	5 705	5 705	5 705	5 705	5 705	5 705			
25		TCPL (FTSH)	2024-10-31	628	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1	
26			2031-10-31	2 310	6 312	6 312	6 312	6 312	6 312	6 312		
27	2031-10-31		377	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029			
28	2031-10-31	188	515	515	515	515	515	515	515	1		
29	2031-10-31	821	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	1		
30	2032-10-31	350	955	955	955	955	955	955	955	1		
31	sous-tot.	4 674	12 770	12 770	12 770	12 770	12 770	12 770	12 770			
32	Parkway-Energir NDA	TCPL (FTSH)	2031-10-31	148	405	405	405	405	405	405	1	
33			sous-tot.	148	405	405	405	405	405	405		
34	Dawn-Parkway	Enbridge Gas (M12)	2021-03-31	506	1 381	1 381	1 381	1 381	1 381	1 381	5	3
35			2021-03-31	221	605	605	605	605	605	605		
36			2021-03-31	857	2 342	2 342	2 342	2 342	2 342	2 342		
37			2027-10-31	628	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715		
38			2025-10-31	2 490	6 803	6 803	6 803	6 803	6 803	6 803		
39			2031-10-31	382	1 043	1 043	1 043	1 043	1 043	1 043		
40			2031-10-31	191	521	521	521	521	521	521		
41			2031-10-31	828	2 261	2 261	2 261	2 261	2 261	2 261		
42			2032-10-31	354	968	968	968	968	968	968		
43			2019-10-31	17	555							
44		2019-10-31	29	924								
45		sous-tot.	6 502	19 118	17 640	17 640	17 640	15 298	15 298			
46		Tierce partie	2023-10-31	230	0	686	686	686	686	686	2	
47	2023-10-31		265	0	792	792	792	792	792			
48	2024-03-31		0	0	0	0	0	2 342	2 342			
	sous-tot.	495	0	1 479	1 479	1 479	3 820	3 820				

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 30/04/2019 ou suite à une demande de prolongation de contrat de TCPL. Non renouvelé
4. Possibilité de prolongation d'un an avec préavis avant le 28/02/2023
5. Préavis de 2 ans pour ne pas renouveler, sinon renouvellement automatique pour 1 an

NOTE

1. Au 1^{er} janvier 2021, ces contrats seront convertis en NBJ LTFP (TCPL LTFP)
2. Contrats non renouvelés. Remplacés par des contrats du marché secondaire (terce partie)
3. Contrat non renouvelé. Remplacé par un contrat du marché secondaire (terce partie)

TARIFS DE TRANSPORT : TCPL ET ENBRIDGE GAS

<u>TCPL</u>			\$/GJ/mois (1)	<i>Au 1^{er} janvier 2019</i>		
				\$/GJ (2)	¢/m ³ (3)	
1	FTLH Empress - Energir EDA	Prime fixe	52,8298	1,7369	6,581	Taux à CU 100%
2	FTLH Empress - Energir NDA	Prime fixe	40,6786	1,3374	5,067	Taux à CU 100%
3	FTSH Dawn - Energir EDA	<i>Prime fixe</i>	17,1678	0,5644	2,139	
4	<i>Surcharge point de réception Union Dawn</i>		0,1459	0,0048	0,018	
5	Total		17,3137	0,5692	2,157	Taux à CU 100%
6	FTSH Parkway - Energir EDA	Prime fixe	13,3271	0,4382	1,660	Taux à CU 100%
7	FTSH Parkway - Energir NDA	Prime fixe	10,9965	0,3615	1,370	Taux à CU 100%
8	STS Parkway - Energir EDA/NDA	Prime fixe	13,3271	0,4382	1,660	Taux à CU 100%
 <u>ENBRIDGE GAS</u>						
			\$/GJ/mois (1)	<i>Au 1^{er} janvier 2019</i>		
				\$/GJ (2)	¢/m ³ (3)	
9	M12 Dawn à Parkway	Prime fixe	3,716	0,122	0,462	Taux à CU 100%
10		Prime variable		0,000	0,000	
11		Prime variable pour excédent		0,122	0,462	

RATIOS PROJETÉS DE GAZ DE COMPRESSION

TCPL

Projection 2020

1	FTLH Empress-Energir EDA	4,10%
2	FTLH Empress-Energir NDA	3,15%
3	FTLH Empress-Dawn	3,53%
4	FTSH Dawn-Energir EDA	1,27%
5	FTSH Parkway-Energir EDA	0,86%
6	FTSH Parkway-Energir NDA	0,74%
7	STS Parkway-Energir EDA	0,97%

Enbridge Gas

**Tarif M12
Dawn à Parkway**

8	Octobre	0,745%
9	Novembre	0,888%
10	Décembre	1,004%
11	Janvier	1,157%
12	Février	1,098%
13	Mars	1,026%
14	Avril	0,871%
15	Mai	0,619%
16	Juin	0,516%
17	Juillet	0,501%
18	Août	0,399%
19	Septembre	0,395%

Contrats d'approvisionnement existants
Entreposage

Fournisseur	Contrat	Échéance	Capacité (10 ³ m ³) (4)	Critère de retrait selon le niveau d'inventaire (5)	Capacité maximale Retrait (10 ³ m ³ /jour) (6)	Critère d'injection selon le niveau d'inventaire (7)	Capacité maximale Injection (10 ³ m ³ /jour) (8)	
(1)	(2)	(3)						
1	Enbridge Gas	LST 088	31/03/2020		56 083		841	
2					449	841		
3		LST 114	31/03/2022	Note 1	203 880		3 058	
4					2 447	3 058		
5		LST 109	31/03/2021		58 063		871	
6					697	871		
7	ASN 004	n/a	Note 2	0				
8		Total			318 026	> 79 506 < 79 506	4 770 4 770	
9					3 816 2 544	> 238 519 < 238 519	4 770 4 770	
10	Intragaz PdL *	30/04/2023		entre ; et]	36 600	[entre ; et]	2 400	
11					[30 200 ; 36 600]	1 600	[0 ; 14 400]	2 300
12					[27 200 ; 30 200]	1 500	[14 400 ; 21 300]	1 800
13					[25 800 ; 27 200]	1 400	[21 300 ; 27 300]	1 200
14					[16 600 ; 25 800]	1 300	[27 300 ; 29 300]	900
15					[20 800 ; 23 200]	1 200	[29 300 ; 31 700]	600
16					[18 600 ; 20 800]	1 100	[31 700 ; 33 200]	50
17					[16 600 ; 18 600]	1 000	[33 200 ; 36 600]	
18					[14 200 ; 16 600]	800		
19	[10 200 ; 14 200]	500						
				[0 ; 10 200]	200			
20	Intragaz St-Flavien *	30/04/2023	120 000	entre ; et	1 200	entre ; et / # jours	58	
21					2019-12-01 et 2019-12-21	1 200	2019-10-01 et 2019-10-03 / 3	322
22					2019-12-22 et 2020-01-02	0	2019-10-04 et 2019-10-22 / 19	380
23					2020-01-03 et 2020-01-31	1 520	2019-10-23 et 2019-11-09 / 18	0
24					2020-02-01 et 2020-02-14	1 200	2019-11-10 et 2020-04-26 / 169	409
25					2020-02-15 et 2020-02-21	1 050	2020-04-27 et 2020-05-08 / 12	0
26					2020-02-22 et 2020-02-29	940	2020-05-09 et 2020-05-09 / 1	668
27					2020-03-01 et 2020-03-07	800	2020-05-10 et 2020-05-30 / 21	0
28					2020-03-08 et 2020-03-28	685	2020-05-31 et 2020-05-31 / 1	580
29							2020-06-01 et 2020-06-20 / 20	0
30							2020-06-21 et 2020-06-21 / 1	530
31							2020-06-22 et 2020-07-11 / 20	0
32							2020-07-12 et 2020-07-12 / 1	500
33							2020-07-13 et 2020-08-01 / 20	0
34							2020-08-02 et 2020-08-02 / 1	455
35							2020-08-03 et 2020-08-22 / 20	0
36							2020-08-23 et 2020-08-23 / 1	403
37							2020-08-24 et 2020-09-11 / 19	0
38			2020-09-12 et 2020-09-12 / 1	341				
			2020-09-13 et 2020-09-30 / 18					
39	LSR *	Capacité totale	59 400	n/a	5 749	Liquéfaction brute	352	
40		Capacité utile	58 600		en vaporisation	Liquéfaction nette	300	
41		Activité réglementée	53 600					
42		Client GM GNL	5 000					

* Pouvoir calorifique de 38,46 MJ/m³

NOTE

1. Énergir-H, Document 3.

2. Contrat de regroupement des capacités de retrait et d'injection sous un seul contrat "Aggregated Storage Nomination Agreement - ASN". Anciennement ASN 003.

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

<u>ENBRIDGE GAS</u>		000 \$	\$/10³m³		
Prime fixe sur la capacité contractuelle					
1	LST 088				34,859
2	LST 114	Note 1			32,207
3	LST 109				37,511
4	ASN 004	Note 3	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%			
 <u>Au 1^{er} septembre 2013</u> <u>Au 1^{er} décembre 2019 (Note 2)</u>					
<u>INTRAGAZ - POINTE-DU-LAC</u>		\$/10³m³/mois	\$/10³m³	\$/10³m³/mois	\$/10³m³
9	Prime de réservation	11,951	143,408	11,951	143,408
10	Prime de souscription	82,683	992,191	82,683	992,191
		\$/année		\$/année	
11	Cavalier tarifaire	-43 000		-1 062 270	
12	Gaz de compression maximum	4,00%		4,00%	
Ratios projetés de gaz de compression					
13	Retrait	3,50%		3,50%	
14	Injection	0,20%		0,20%	
 <u>Au 1^{er} septembre 2013</u>					
<u>INTRAGAZ - SAINT-FLAVIEN</u>		\$/10³m³/mois	\$/10³m³		
15		8,449	101,393		
16	Prime variable - injection		1,651		
17	Prime variable - retrait		0,275		
		\$/année			
18	Cavalier tarifaire	-255 800			
Ratios projetés de gaz de compression					
19	Retrait	0,80%			
20	Injection	1,60%			

Note 1: Énergir-H, Document 3

Note 2: Suite à la décision D-2018-155

Comparaison des méthodes de calibration du modèle pour la prévision de la demande en journée de pointe

Rapport d'étude

Ce document est strictement confidentiel ; aucun élément ne doit être diffusé hors d'Artelys et d'Énergir.

CREATION

Rôle	Nom	Société
Auteur	Nicolas Bonnerot	Artelys
Auteur	Violette Berge	Artelys
Validateur	Arnaud Renaud	Artelys

DIFFUSION

Nom	Société
Nicolas Bonnerot	Artelys
Violette Berge	Artelys
Arnaud Renaud	Artelys
Vincent Regnault	Energir
Jean-Sébastien Huet	Energir
Sylvain Tremblay	Energir

VERSIONS DU DOCUMENT

Indice	Date	Auteur	Observations
V1	22/02/2019	Nicolas Bonnerot	Livraison du document
V2	22/02/2019	Nicolas Bonnerot	Intégration des retours

Synthèse

Au sein d’Energir, la direction du Transport et de l’Approvisionnement Gazier est responsable d’établir la quantité d’outils d’approvisionnement nécessaire pour répondre à la demande en journée de pointe. Afin de réaliser cet exercice, la direction applique une méthode, approuvée par la Régie de l’Energie du Québec, se basant sur les consommations observées de l’hiver précédent. La méthode comporte les 5 étapes suivantes :

- ⚠ **Etape 1** : Régression linéaire de la consommation des clients continus purs sur l’hiver précédent en fonction des variables climatiques : degrés-jours, degrés-jours de la veille et degrés-jours vent ; et de variables calendaires : jours de semaine, jours fériés et mois de l’année
- ⚠ **Etape 2** : Projection de la partie de la régression liée aux variables climatiques sur chaque jour des 30 dernières années d’historique pour trouver le jour où les conditions climatiques conduisent à la plus forte demande
- ⚠ **Etape 3** : Ajout des coefficients de régression calendaires maximaux à la pointe thermosensible
- ⚠ **Etape 4** : Ajustement de la pointe obtenue pour prendre en compte les évolutions de portefeuille client
- ⚠ **Etape 5** : Ajout des prévisions de pointe des clients non compris dans la régression (interruptibles, combinaison tarifaire et cas particuliers)

Une étude détaillée de cette méthode a permis de mettre en évidence un risque de sur-apprentissage¹ du modèle statistique lié à la prise en compte de variables représentant les mois de l’année dans la première étape du processus de prévision (régression linéaire). La présente étude a alors pour but de comparer les méthodes de prévision de la demande en journée de pointe avec et sans la prise en compte des variables de mois dans les régressions, en termes de stabilité des valeurs de pointe obtenues ainsi que des niveaux de risque associés.

On présente dans une première partie la mise à jour de la prévision 0-12 avec les données de l’hiver 2017/2018. Celle-ci est réalisée avec et sans prise en compte de la variable mois lors de la régression. **Pour 2019, la prévision de consommation pour la journée de pointe connaît une stagnation** quelque soit la méthode utilisée (entre -0.3% et +0.2% par rapport à l’année précédente) et atteint des valeurs proches avec les deux méthodes (1 324 000 GJ avec les mois et 1 330 000 GJ sans les mois).

Les valeurs obtenues avec les deux méthodes pour l’ensemble des années étudiées montrent généralement une **sous-estimation de la pointe prévisionnelle par la méthode avec mois** par rapport à la méthode sans les mois, particulièrement marquée pour l’année 2016. Ainsi, alors que la méthode sans les mois présente une augmentation progressive de la pointe entre 2014 et 2017, conformément

¹ On désigne par sur-apprentissage une calibration du modèle qui correspond trop étroitement au jeu de données initial. Un modèle sur ajusté contient plus de paramètres que les données ne le permettent, et donc se projette mal à de nouvelles données.

aux évolutions de portefeuille client, la méthode avec les mois voit une stagnation de 2014 à 2016 puis un brusque saut en 2017. La variable des mois semble donc induire une instabilité dans les prévisions.

Dans un second temps, on s'intéresse à la signification statistique des variables de mois dans les régressions, et leur impact sur la prévision. L'utilisation de la variable des mois sous-entend qu'il existe un motif de consommation mensuel intrinsèque de la consommation reproductible chaque année (soit que la consommation d'un jour de mars est tous les ans supérieure ou inférieure d'une certaine quantité à celle d'un jour de décembre, toutes choses égales par ailleurs). Or, on voit que **les motifs de consommation mensuels sont très différents d'une année sur l'autre** et dépendent surtout des conditions climatiques. Il n'y a donc pas a priori besoin d'avoir l'information du mois pour prévoir la consommation d'une journée avec des conditions climatiques et calendaires données.

Outre le fait que les variables mois ne soient pas utiles à la régression, les analyses montrent que le coefficient de la régression linéaire associé au mois de l'année **capte une partie de la thermosensibilité** normalement représentée par les variables climatiques (notamment sur les parties liées aux degrés-jours de la veille et degrés-jours vent). Et si la partie climatique est artificiellement réduite par les coefficients des mois, cela sous-estime la projection du modèle dans les conditions climatiques les plus extrêmes des 30 dernières années (étape 2 de la méthode). **Utiliser les variables mois comporte donc un risque de sous-estimer la pointe de consommation**, risque dépendant de la structure de consommation de chaque année : ce qui explique qu'en 2018 les deux méthodes donnent des résultats proches alors qu'en 2016 les résultats sont significativement différents.

A l'issue cette analyse, Artelys préconise un aménagement de la méthode utilisée par Energir pour prévoir la demande maximale en journée de pointe en supprimant les variables de mois dans la régression de l'étape 1 de la méthode. Ainsi, les résultats obtenus sont plus stables et reflètent mieux les évolutions de portefeuille client.

Table des matières

SYNTHESE	3
TABLE DES FIGURES	6
1 INTRODUCTION	7
1.1 CONTEXTE	7
1.2 METHODOLOGIE	7
2 CALCUL DE LA PREVISION DE CONSOMMATION EN JOURNEE DE POINTE POUR 2019	8
2.1 RAPPEL METHODOLOGIQUE	8
2.2 DONNEES ET RESULTATS FOURNIS	9
2.3 CALIBRATION DES REGRESSIONS	11
2.4 CALCUL DU FACTEUR D'AJUSTEMENT	12
2.5 RESULTATS DE PREVISION DE POINTE POUR 2019	13
3 COMPARAISON DES METHODES DE PREVISION AVEC ET SANS LE FACTEUR « MOIS »	14
3.1 EVOLUTION DES PREVISIONS DE 2013 A 2018	14
3.2 COMPARAISON DES PROFILS MENSUELS DE CONSOMMATION HISTORIQUE	15
3.3 ANALYSE DU POIDS DES VARIABLES CLIMATIQUES ET CALENDAIRES COMPOSANT LA PREVISION DE CONSOMMATION DE POINTE	17
3.4 VOLATILITE DES COEFFICIENTS DE REGRESSION PAR ANNEE DE CALIBRATION	18
4 CONCLUSION	21
5 ANNEXE	22
5.1 ANALYSE DU TYPAGE DES JOURS FERIE SUR L'HIVER	22

Table des figures

FIGURE 1 ETAPES DE LA METHODE UTILISEE PAR ENERGIR.....	8
FIGURE 2 CHRONIQUES DE CONSOMMATION ET DEGRES-JOUR REELS POUR L'HIVER 2017/2018.....	10
FIGURE 3 DONNEES DE CONSOMMATION ET DEGRES-JOUR HIVER DE 2013 A 2018	10
FIGURE 4 DONNEES DE CONSOMMATION DETAILLEE HIVER DE 2013 A 2018.....	11
FIGURE 5 COEFFICIENT DES MODELES DE REGRESSION A L'ISSU DE L'ETAPE 1	12
FIGURE 6 COMPOSITION DE LA POINTE A L'ETAPE 3 PAR MODELE.....	12
FIGURE 7 TABLEAU DES PREVISIONS DE LA DEMANDE EN JOURNEE DE POINTE POUR 2019 (AVEC ET SANS MOIS).....	13
FIGURE 8 EVOLUTION DE LA PREVISION DE LA DEMANDE EN JOURNEE DE POINTE DEPUIS 2013.....	14
FIGURE 9 BOXPLOTS DE LA CONSOMMATION MENSUELLE HISTORIQUE DEPUIS 2013.....	15
FIGURE 10 ILLUSTRATION DE LA SOUS-ESTIMATION DU MODELE AVEC MOIS SUR FEVRIER 2015	16
FIGURE 11 COMPOSITION RELATIVE DES POINTES PREVISIONNELLES DE CONSOMMATION PAR MODELE DEPUIS 2013.....	17
FIGURE 12 COEFFICIENTS DE LA VARIABLE MOIS PAR ANNEE DE CALIBRATION	19
FIGURE 13 COEFFICIENTS DE LA VARIABLE JOUR DE LA SEMAINE PAR ANNEE DE CALIBRATION	20
FIGURE 14 ATYPICITE DE LA FIN D'ANNEE POUR LA PREVISION DE CONSOMMATION	22

1 Introduction

1.1 Contexte

Avec plus de 3,1 milliards \$ d'actifs, Énergir est l'un des plus importants distributeurs de gaz naturel au Canada et dessert quelques 200 000 clients au Québec. Ses activités sont encadrées par la Régie de l'énergie du Québec qui fixe « les tarifs et les conditions auxquels le gaz naturel est fourni, transporté, livré ou emmagasiné par un distributeur ».

Au sein d'Énergir, la direction du Transport et de l'Approvisionnement Gazier est responsable d'établir la quantité d'outils d'approvisionnement nécessaire pour répondre à la demande en journée de pointe. Afin de réaliser cet exercice, la direction applique une méthode, approuvée par la Régie de l'Énergie du Québec, se basant sur les consommations observées de l'hiver passé ainsi que sur des prévisions de demande en volume annuel communiquées par le groupe Prévission de la demande.

Fin 2017, la direction en charge de la prévision de pointe a constaté des variations significatives de prévision de pointe de consommation en mettant à jour les données historiques permettant de faire la prévision. Artelys a alors été mandaté pour mener une étude détaillée de la méthode utilisée et des variations observées. Cette étude a soulevé un risque dans les variables prises en compte pour la régression, avec notamment un risque de sur-apprentissage² en ajoutant les variables liées aux mois de l'année et les variables climatiques.

La présente étude a alors pour but de comparer les méthodes de prévision de la demande en journée de pointe avec et sans la prise en compte des variables de mois dans les régressions, en termes de stabilité des valeurs de pointe obtenues. Il sera alors possible de statuer sur le modèle de régression le plus adapté pour la prévision demande en journée de pointe.

1.2 Méthodologie

La première phase consiste à reproduire le calcul de la pointe pour l'Hiver précédent (l'hiver 2018-2019 a été utilisé pour ce rapport) avec la modélisation initiale utilisée par Énergir, *Avec* et *Sans* prise en compte du facteur *Mois*. L'analyse des données pour la prévision a également été mise à jour avec le dernier Hiver disponible.

Une seconde phase d'analyse détaillée des modèles de prévision permet la comparaison des valeurs de pointe obtenues avec les deux méthodes pour les années 2013 à 2018, en s'appuyant notamment sur l'évolution des coefficients de régression et des résultats de prévision.

² On désigne par sur-apprentissage une calibration du modèle qui correspond trop étroitement au jeu de données initial. Un modèle sur ajusté contient plus de paramètres que les données ne le permettent, et donc se projette mal à de nouvelles données.

2 Calcul de la prévision de consommation en journée de pointe pour 2019

2.1 Rappel méthodologique

On rappelle ici les différentes étapes de la méthode de prévision de la demande en journée de pointe. La méthode suit un processus en 4 étapes :

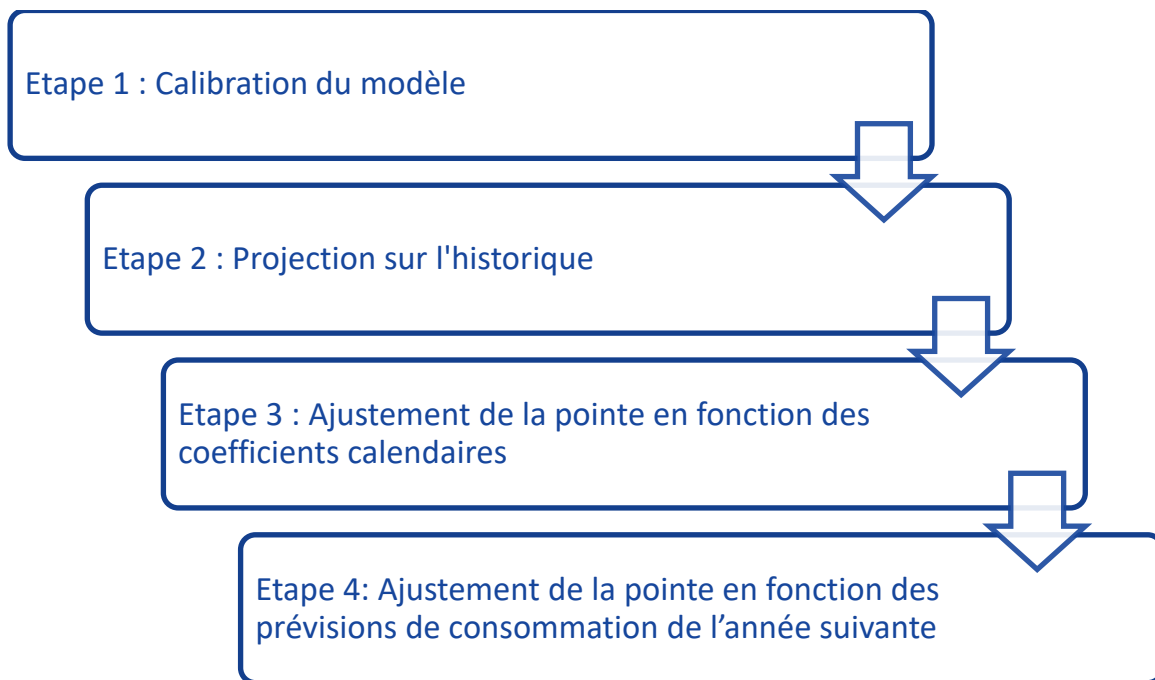


Figure 1 Etapes de la méthode utilisée par Energir

- ⚠ **Etape 1** : Régression linéaire de la consommation des clients continus purs sur l'hiver passé en fonction des variables climatiques : degrés-jours, degrés-jours de la veille et degrés-jours vent ; et de variables calendaires : jours de semaine, jours fériés **et/sans** le mois de l'année
- ⚠ **Etape 2** : Projection de la partie de la régression liée aux variables climatiques sur chaque jour des 30 dernières années d'historique pour trouver le jour où les conditions climatiques conduisent à la plus forte demande
- ⚠ **Etape 3** : Ajout des coefficients de régression calendaires maximaux à la pointe thermosensible
- ⚠ **Etape 4** : Ajustement de la pointe obtenue pour prendre en compte les évolutions de portefeuille client
- ⚠ **Etape 5 (étape additionnelle)** : Ajout des prévisions de pointe des clients non compris dans la régression (interruptibles, combinaison tarifaire et cas particuliers)

Deux modèles différents sont utilisés pour la prévision : avec et sans la prise en compte du **Mois** dans la régression linéaire.

2.2 Données et résultats fournis

Deux fichiers Excel ont été fournis pour la réalisation des prévisions de la demande de pointe.

(Calcul régression hiver 2017-18 avec mois.xlsx ; Calcul régression hiver 2017-18 sans mois.xlsx)

- 🔧 Un fichier avec le modèle calibré et projeté en prenant en compte le facteur Mois
- 🔧 Un fichier sans la prise en compte du facteur Mois.

Dans chacun de ces fichiers on trouve :

- 🔧 Les données de **consommation journalière** du 1^{er} Novembre 2017 au 31 Mars 2018 en Gigajoules (GJ).
- 🔧 Les données climatiques sur les journées associées : **Degrés-jour, Degrés-jour-1 et Degrés-jour-vent**
- 🔧 Un typage des jours **férié** associé sur la période, marquant les journées du 24 au 26 Décembre et du 31 Décembre au 2 Janvier. (On présente en annexe 5.1, le typage des jours fériés depuis 2013 et l'impact sur la qualité de la prévision)
- 🔧 La part de consommation non prise en compte dans la prévision (clients interruptibles, combinaisons tarifaires, etc.)

Parallèlement, un fichier contenant les données climatiques sur les 30 dernières années *réchauffées* aux conditions 2019 est également fourni³. Ces données sont utilisées pour déterminer la part climatique maximale de la consommation en journée de pointe.

On présente ici les données de consommation et les degrés-jour pour l'Hiver 2017/2018. Ce sont ces données qui sont utilisées dans la calibration des modèles pour la prévision de la pointe de consommation sur l'hiver 2018/2019. On rappelle que la variable degrés-jour représente le nombre de degrés inférieur à 13 °C (une température de -7 °C vaut 20 DJ).

Lors de cet hiver, les températures les plus froides se sont manifestées lors de la dernière semaine de l'année 2017 et la première de 2018. L'hiver est marqué par de fortes amplitudes de changement de température au début de l'année 2018, sur quelques jours la température a pu varier de 25 DJ, et ce plusieurs fois.

La pointe de consommation de la clientèle du service continu observée au réel (pour la part de consommation modélisée) est de 1 021 700 GJ le 5 Janvier 2018.

³ Pour prévoir la pointe 2019, on utilise donc les données climatiques de 1987 à 2017 réchauffées pour refléter des niveaux de température cohérents pour 2019.

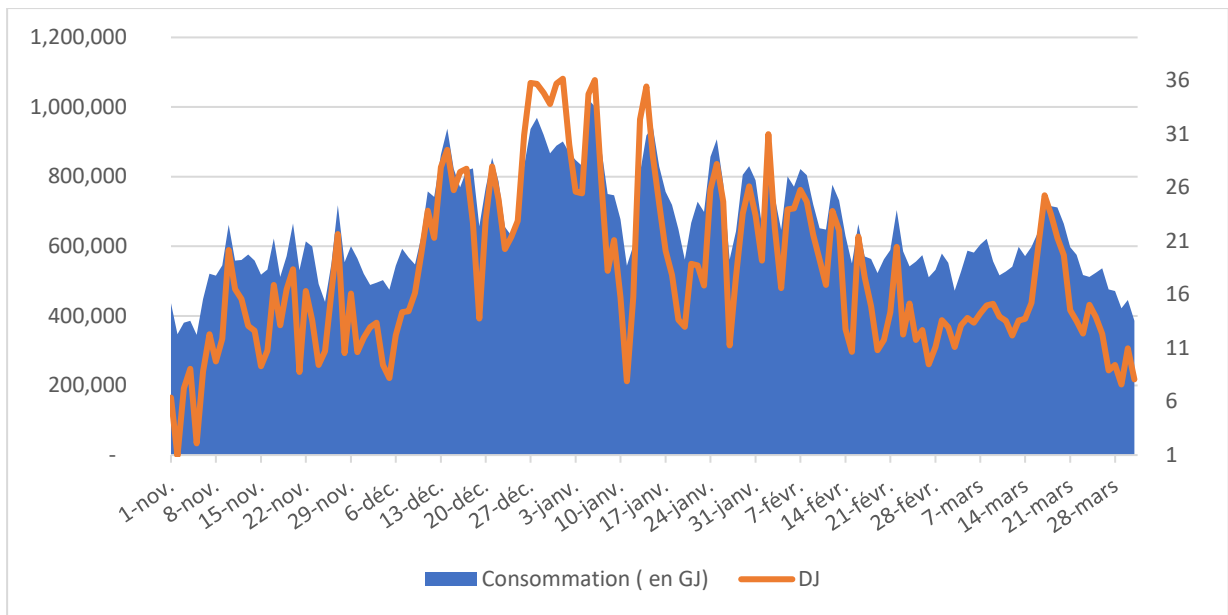


Figure 2 Chroniques de consommation et degrés-jour réels pour l'Hiver 2017/2018

Afin de comparer les volumes et températures de l'hiver 2018/2019 à ceux des années précédentes, on présente ci-dessous les volumes de consommation observés depuis 2013, ainsi que l'évolution du degrés-jour moyen. En jaune sont les données de consommation utilisées pour la régression (clients continus purs), et en bleu sont les autres données de consommation disponibles (clients interruptibles, combinaisons tarifaires, ...)

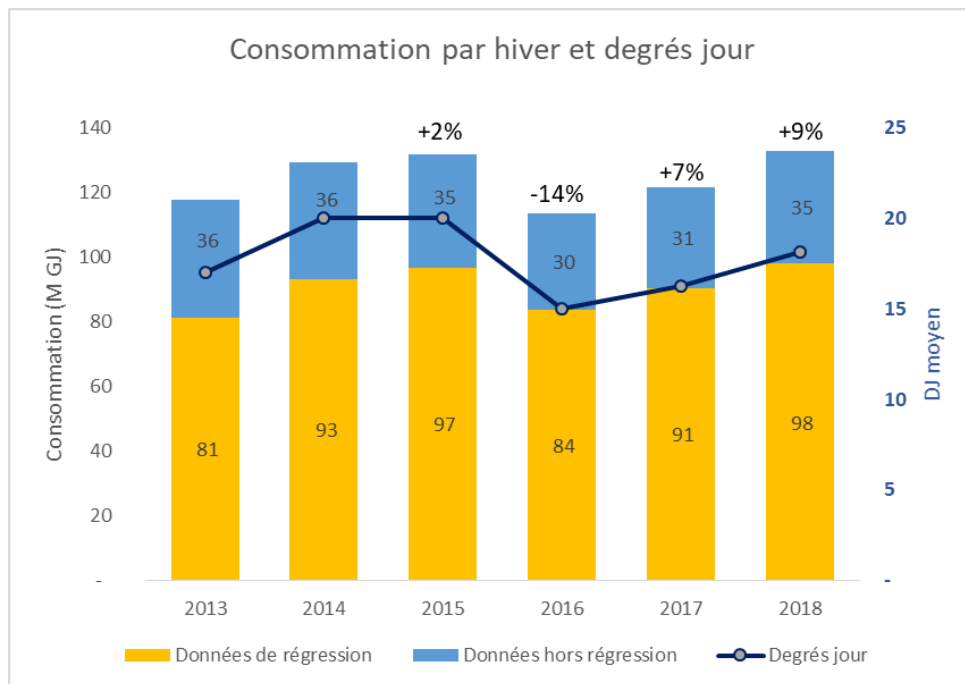


Figure 3 Données de consommation et degrés-jour Hiver de 2013 à 2018

L'année 2018 a vu une hausse de consommation réelle importante par rapport à 2017 (+ 9%), aussi bien sur la part de la consommation prise en compte par le modèle de régression que sur les autres clients.

Ci-dessous le détail de la hausse de consommation sur l'hiver 2018 par type de client. Cette hausse de consommation s'accompagne d'une augmentation du nombre de degrés-jour au cours de l'hiver 2018.

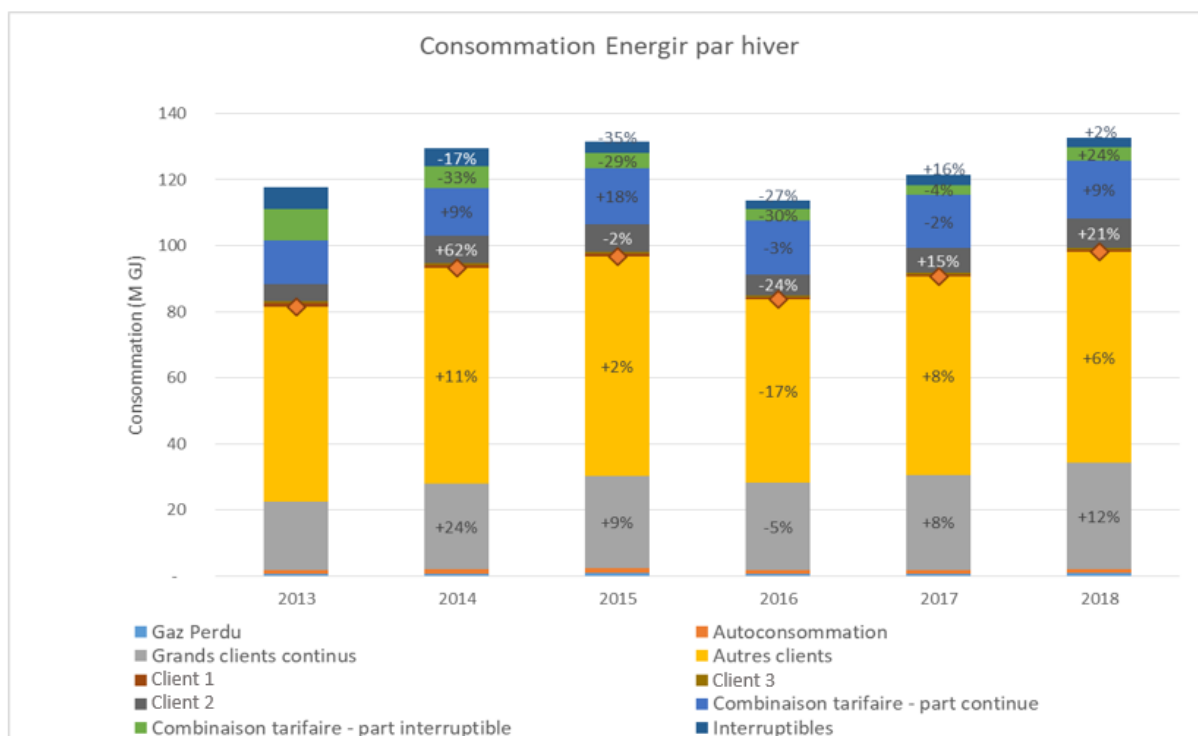


Figure 4 Données de consommation détaillée Hiver de 2013 à 2018

2.3 Calibration des régressions

Les régressions sont calibrées sur les données de l'hiver 2017-2018. Les coefficients de régression pour les deux modèles à l'issue de l'Étape 1 sont les suivants :

Coefficient	Avec Mois	Sans Mois
Intercept	246 382	234 765
DJ	13 761	13 978
DJ_1	3 946	4 743
DJ_V	83	95
Férié	- 84 130	- 90 504
Dimanche	29 820	30 967
Lundi	72 204	74 832
Mardi	72 505	76 018
Mercredi	72 304	75 708
Jeudi	73 912	74 568
Vendredi	44 558	44 990

Coefficient	Avec Mois	Sans Mois
Décembre	7 929	-
Janvier	42 209	-
Février	17 402	-
Mars	- 9 288	-

Figure 5 Coefficient des modèles de Régression à l'issu de l'étape 1

On rappelle que ces coefficients sont utilisés pour la projection via la formule suivante :

$$Conso_t = Intercept + \alpha_1 DJ_t + \alpha_2 DJ_{t-1} + \alpha_3 DJxVent_t + \beta_{dim} I_{t=dim} + \dots + \beta_{vend} I_{t=vend} + \gamma_{dec} I_{t=dec} + \dots + \gamma_{mars} I_{t=mars} + \epsilon_t$$

La journée climatique déterminante sur les 30 dernières années pour calculer la part thermique de la pointe est le **15 Janvier 2004**. Au conditions 2019, le triplet climatique est le suivant :

$$DJ : 36.62 \quad DJ-1 : 39.52 \quad DJ-Vent : 1248.02$$

La pointe à l'issu de l'étape 3 pour les deux modèles est composée comme suit (en GJ) :

Modèle	Pointe étape3	Part DJ	Part DJ-1	Part DJ-V	Part Jour Semaine	Part Mois	Intercept
Sans Mois	1 129 014	511 886	187 439	118 906	76 018	-	234 765
Avec Mois	1 125 823	503 910	155 949	103 461	73 912	42 209	246 382

Figure 6 Composition de la pointe à l'étape 3 par modèle

Pour le modèle *Sans Mois*, le jour de la semaine dimensionnant (maximum des coefficients Jour de la semaine du modèle) est le **Mardi**.

Pour le modèle *Avec Mois*, c'est le **Judi**. Le mois dimensionnant est **Janvier**.

2.4 Calcul du facteur d'ajustement

Le facteur d'ajustement ajuste la pointe avec les prévisions d'évolution économique et du portefeuille de client. Celui-ci prend en compte les volumes de consommation d'hiver prévus par la direction de la Prévision de la demande, en conditions normales, par rapport aux volumes estimés en appliquant la régression à un hiver normal.

$$Conso_{pointe\ année\ en\ cours}(mois) = coef_{ajustement} * Conso_{pointe}(mois)$$

Le facteur d'ajustement est calculé comme suit :

$$Coef_{ajustement} = \frac{Volume\ normal_{prévision\ demande}(hiver\ cible)}{Volume\ normal_{régression}(hiver\ de\ calibration)}$$

Pour la prévision 2018, les coefficients d'ajustement pour les deux modèles sont :

- ⚠ 1,00218 pour le modèle sans Mois
- ⚠ 1,00034 pour le modèle avec Mois

2.5 Résultats de prévision de pointe pour 2019

Pour l'année 2019, l'écart entre les modèles de prévision est faible (5300 Gigajoules) soit **0.4% de la prévision de consommation**.

Année de Calibration	Modèle	Pointe à la phase3	Facteur d'ajustement	Pointe ajustée	Consommation Supplémentaire ⁴	Pointe finale
2018	Sans Mois	1 129 014	1.00218	1 131 477	198 562	1 330 039
2018	Avec Mois	1 125 823	1.00034	1 126 200	198 562	1 324 762

Figure 7 Tableau des prévisions de la demande en journée de pointe pour 2019 (Avec et Sans Mois)

On constate une **stagnation** de la croissance de la pointe par rapport à l'hiver 2017/2018 :

- ▲ +0.2% pour le modèle *avec Mois*
- ▲ -0.3% pour le modèle *sans Mois*

⁴ La consommation supplémentaire est une donnée fournie par Energir.

3 Comparaison des méthodes de prévision avec et sans le facteur « Mois »

3.1 Evolution des prévisions de 2013 à 2018

Pour comparer les deux modèles de prévision, on présente les pointes de consommation projetées par année de calibration (en GJ).

Les deux modèles présentent des trajectoires de prévisions de la demande en journée de pointe depuis 2013 différentes :

- ▲ Le modèle *Sans Mois* présente une croissance annuelle stable de 2 à 3% de 2014 à 2017 puis une stagnation en 2018.
- ▲ Le modèle *Avec Mois* présente lui une croissance plus faible de 2014 à 2016 (maximum 1.2%) puis un saut de **6.6%** entre 2016 et 2017, enfin une stagnation également en 2018.

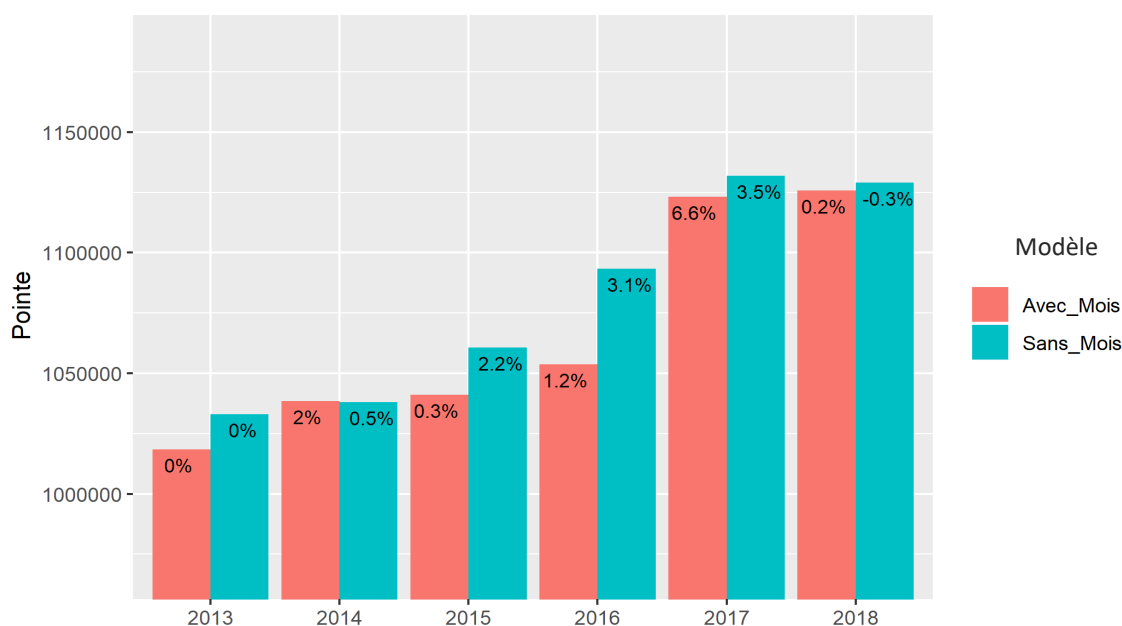


Figure 8 Evolution de la prévision de la demande en journée de pointe depuis 2013

L'année de calibration générant l'écart le plus important entre les deux modèles est 2016 où il semble que la croissance de la pointe de consommation projetée ait été sous-estimée de façon importante par le modèle *Avec Mois*. On analysera par la suite en particulier l'écart entre les deux modèles pour cette année.

3.2 Comparaison des profils mensuels de consommation historique

La méthode de prévision de la consommation en journée de pointe utilise une calibration sur le dernier Hiver disponible pour prévoir la demande maximale sur l'année suivante. Les différentes variables prises en compte dans le modèle doivent donc être susceptibles d'adopter le même comportement entre l'année courante (calibration du modèle) et l'année que l'on souhaite prévoir.

Pour les données climatiques par exemple, la modélisation conjecture que l'augmentation d'un degrés-jour aura le même impact sur l'année courante et sur l'année de prévision (outre la croissance du portefeuille). Autre exemple, l'intégration du facteur « *Jour de la semaine* » dans le modèle de prévision signifie qu'une part de la consommation s'explique par l'identité de ce jour ; ou encore toutes choses égales par ailleurs, la consommation sera différente un Mardi et un Samedi. La projection sur l'année de prévision va reproduire l'impact du *Jour de la semaine* sur la consommation de 2018 à 2019.

Pour valider la prise en compte du facteur *Mois* pour prévoir la demande, il s'agit donc de savoir si :

- ▣ Toutes choses égales par ailleurs, le mois impacte le volume de consommation.
- ▣ Cet impact différent d'un mois à l'autre est reproductible d'année en année.

Le graphique ci-dessous présente la distribution de la consommation (Boxplots) historique par mois depuis 2013. La consommation est exprimée en gigajoules.

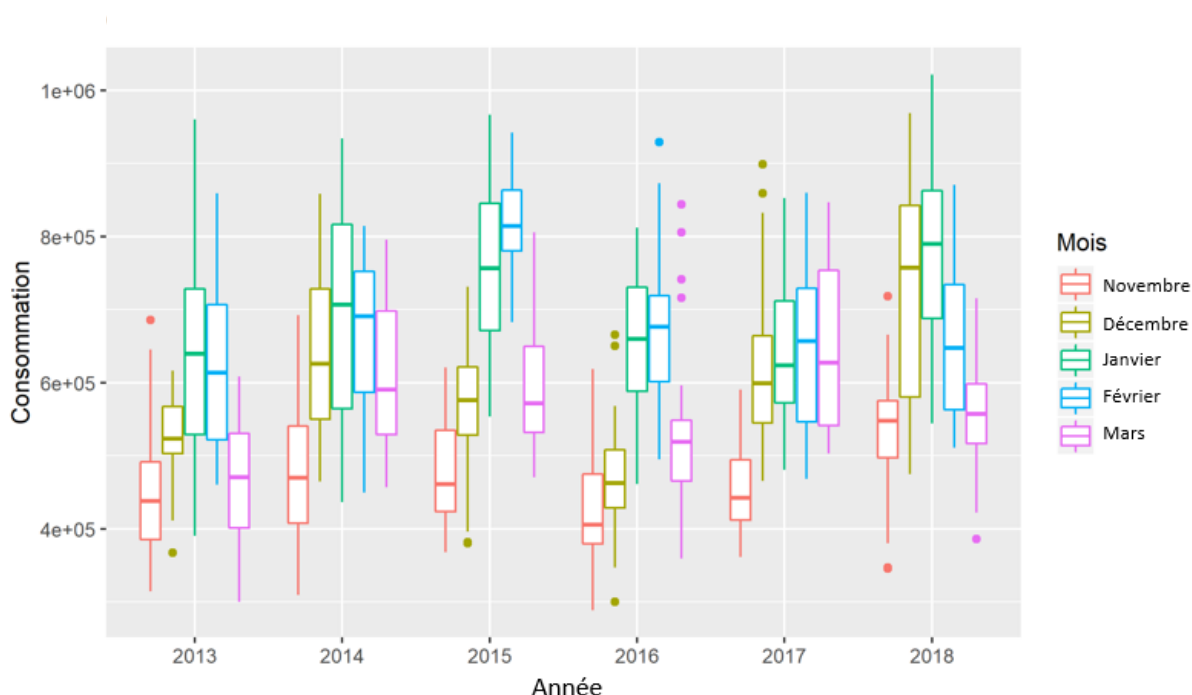


Figure 9 Boxplots de la consommation mensuelle historique depuis 2013

Sur ce graphique, on perçoit que pour certaines années le *motif* de la consommation mensuelle se reproduit assez bien : de 2013 à 2014, le mois de Janvier est bien celui où la consommation est la plus forte, Novembre la plus faible et l'interclassement des autres mois est le même.

A contrario, pour certaines années, le *motif* de consommation des mois est bien différent : de 2017 à 2018, mis à part le mois de Novembre, l'interclassement entre les autres mois n'est pas reproductible. Le constat est le même entre 2016 et 2017.

Ainsi, les mois de Février 2015 et Décembre 2018 sont également atypiques vis-à-vis de l'année précédente. **Le modèle Avec Mois risque de sous-estimer systématiquement les consommations journalières sur ces périodes en reproduisant les motifs de 2014 et 2017** (pour ces années les mois de Février ou Décembre ne sont comparativement pas aussi important en consommation que sur les années de projection 2015 et 2017, la différence entre le réel et la projection est donc forte puisque l'on répète les motifs de 2014 et 2017 lors des prévisions).

On représente sur le graphique ci-dessous :

- La consommation réalisée (en Noir)
- La prévision (en rouge) pour Février 2015.

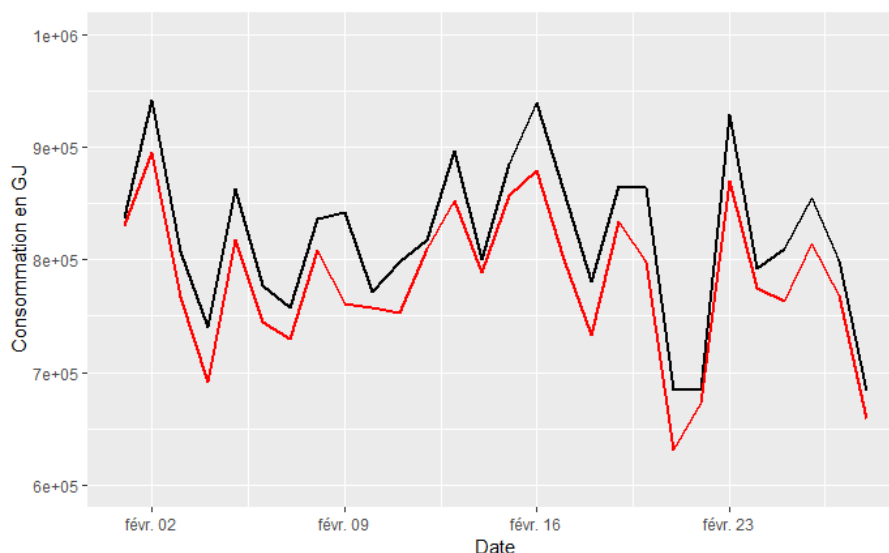


Figure 10 Illustration de la sous-estimation du Modèle Avec Mois sur Février 2015

Pour la calibration de la pointe, la prise en compte du maximum des coefficients *Mois* doit permettre de gommer cet effet : on considère que la pointe prévisionnelle aura lieu lors du mois qui a le plus d'impact sur la consommation lors de l'année de calibration. Pour autant, les modèles de régression linéaire sont composés d'un équilibre entre les variables explicatives. Et la prise en compte du Mois impacte le poids des autres variables (DJ, DJ-1, ...) : la partie thermique de la prévision se voit donc **dégradée** par ce coefficient.

Comparé avec le graphique de la partie 3.1 (Figure 8 Evolution de la prévision de la demande en journée de pointe depuis 2013), la différence entre les deux modèles est la plus importante pour l'année de calibration 2016.

On explique cet écart :

- ⚠ Le motif de consommation mensuel sur 2016 est particulièrement hétérogène (année avec le plus de variation entre les mois).
- ⚠ La variable *Mois* prend donc un poids relatif important dans le modèle, et les coefficients climatique sont dégradés
- ⚠ La projection climatique sur le triplet du 15 Janvier 2004 réchauffé aux conditions de 2017 est relativement basse.
- ⚠ La prise en compte du facteur *maximum Mois*, bien qu'important ne permet pas de compenser la sous-estimation de la partie climatique.
 - ➔ La pointe de consommation prévue avec le modèle *avec Mois* est **sous-estimée**.

3.3 Analyse du poids des variables climatiques et calendaires composant la prévision de consommation de pointe

Pour comprendre le rôle du facteur *Mois* dans la constitution de la pointe, on analyse le graphique suivant. Les pointes prévisionnelles obtenues avec les deux modèles sont représentées de 2013 à 2018 (en GJ) ; on représente également leur composition relative en fonction des variables explicatives du modèle.

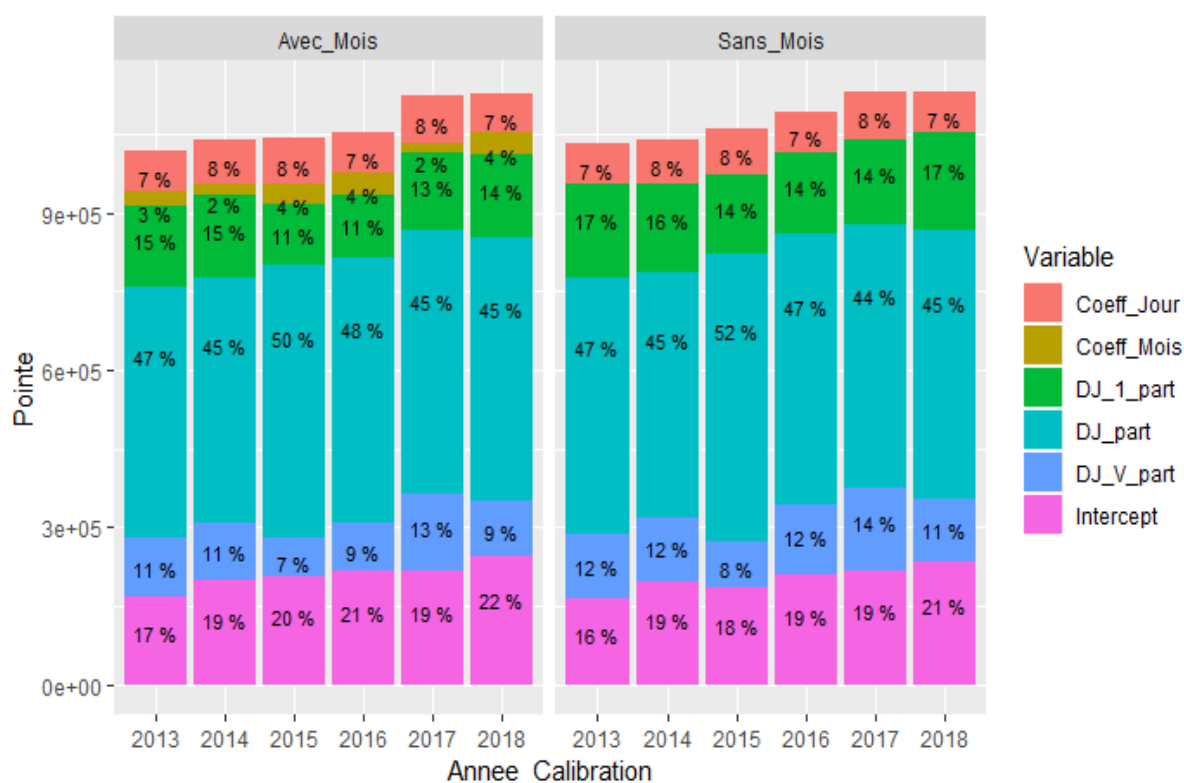


Figure 11 Composition relative des pointes prévisionnelles de consommation par modèle depuis 2013

Le coefficient Mois « pèse » entre 2 et 4% de la valeur de la pointe projetée. Il est le coefficient le plus variable du modèle *Avec Mois* : sa part peut varier du simple au double selon les années.

La comparaison avec le modèle *Sans Mois* permet d'illustrer la part climatique qui est **dégradée** par le facteur *Mois*. Globalement, le coefficient vient substituer une part des effets liés aux variable **degrés-jour de la veille et degrés-jour-vent**.

Pour l'année 2016 en particulier, le facteur *Mois* a dégradé l'impact des variables degrés-jour-vent et degrés-jour de la veille de chacune 3% dans leur poids sur la pointe. En absolu, ces variables représentent :

- ▴ 289 000 GJ pour le modèle *Sans Mois*
- ▴ 209 400 GJ pour le modèle *Avec Mois* et 42 000 GJ pour la part du facteur *Mois*

Soit un écart total de prévision de 40 000 GJ environ entre les deux méthodes induit par la reproduction du *motif* « Mois » de 2016. L'écart global de prévision entre les deux modèles est également de 40 000 GJ.

Ce phénomène de surinterprétation induit par la prise en compte d'une variable explicative est le **surapprentissage** : le modèle *Avec Mois* produit une représentation trop proche de l'année de calibration, sa projection à une autre année est source d'erreur.

3.4 Volatilité des coefficients de régression par année de calibration

Pour illustrer le surapprentissage généré par le modèle *Avec Mois*, on examine la valeur des coefficients du facteur *Mois* pour les différentes années de calibration. On souhaite également comparer la variable *Mois*, à une autre variable calendaire prise en compte dans les deux modèles, le *Jour de la semaine*.

Le graphique suivant présente les coefficients de la variable *Mois* pour différentes années de calibration, les valeurs sont en GJ. Le mois de Novembre est utilisé comme référence.

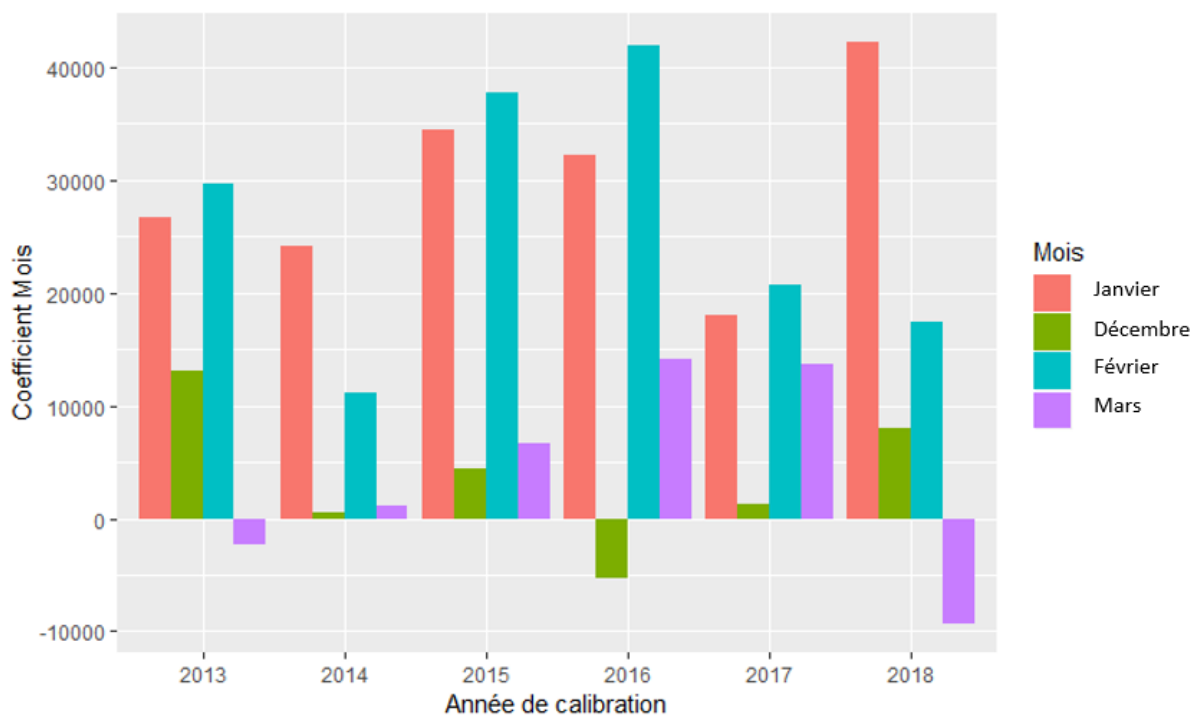


Figure 12 Coefficients de la variable Mois par année de calibration

Le graphique permet d'abord de souligner à nouveau la grande volatilité du facteur *Mois* entre les années de calibration. Pour un mois donné, le coefficient peut passer du simple au double, voire devenir négatif (ex : mois de Décembre ou de Mars).

Lorsque l'on examine les maximums annuels des coefficients Mois (pris en compte pour le calcul de la pointe projetée), on retrouve ce phénomène de volatilité. Le coefficient peut représenter 21 000 GJ (2017) comme 42 000 GJ (2018).

A titre de comparaison, on représente ci-dessous les coefficients de la variable *Jour Semaine* pour les deux modèles. Quelque soit le modèle, le *motif* est beaucoup plus stable :

- ⚠ Les quatre premiers jours de la semaine ont toujours des coefficients du même ordre de grandeur (l'interclassement peut évoluer entre ces jours).
- ⚠ Le Vendredi et les journées de la fin de semaine ont toujours des volumes moins importants (l'interclassement est toujours le même, le Samedi est pris comme référence)
- ⚠ Le maximum des coefficients du *Jour Semaine*, ne varie jamais de plus de 10 %, sur les 6 années la valeur maximale et de 92 000 GJ, la valeur minimale de 76 000 GJ.



Figure 13 Coefficients de la variable Jour de la semaine par année de calibration

Le facteur *Jour Semaine* décrit donc pour chaque année le même motif en 4 paliers (Lundi-Jeudi > Vendredi > Dimanche > Samedi⁵).

Le graphique de la section 3.3 (Figure 11 Composition relative des pointes prévisionnelles de consommation par modèle depuis 2013) montre que le poids de cette variable est constant dans la pointe projetée (7 à 8% de la valeur de la pointe) : le maximum annuel des coefficients évolue peu. **La variable *Jour de la Semaine* ne contient pas d'informations propre à l'année de calibration non reproductibles.**

⁵ Les journées considérées ici reflètent la journée gazière, et sont comptabilisées de 10h à 10h. Ainsi, la journée du dimanche englobe une partie du lundi matin et a donc une consommation légèrement supérieure au samedi, qui lui s'étend de 10h le samedi à 10h le dimanche. Cela explique que la consommation du dimanche soit légèrement plus importante que celle du samedi

4 Conclusion

L'étude a permis d'évaluer le modèle de la prévision de la demande en journée de pointe, et d'analyser les différents facteurs de la prévision. On montre alors que :

- ⚡ L'utilisation des variables climatiques (degrés-jour, degrés-jour de la veille, degrés-jour vent) permet de réaliser une modélisation de la consommation adéquate pour la prévision de la demande de pointe. Ces paramètres rendent compte de la sensibilité de la demande vis-à-vis des conditions climatiques.
- ⚡ L'utilisation du facteur *Mois* génère du sur-apprentissage, et une partie des effets liés aux variables climatiques et captée par la variable *Mois*. Cette captation détériore la qualité des coefficients de la régression pour les variables climatiques. L'erreur induite sur la partie climatique est fortement variable et génère des biais importants sur les valeurs de pointe prédites. La prévision de la pointe pour l'hiver 2016 représente bien ce phénomène.
- ⚡ L'utilisation d'un facteur jour de la semaine permet une bonne prise en compte du profil de la demande hebdomadaire. La valeur des coefficients ainsi que leur interclassement est stable pour toutes les années de calibrations.

Au vu de ces résultats, Artelys préconise **le retrait de la variable liée aux mois dans les modèles de régression**. La suppression de ces variables amène un modèle plus stable.

5 Annexe

5.1 Analyse du typage des jours Férié sur l'Hiver

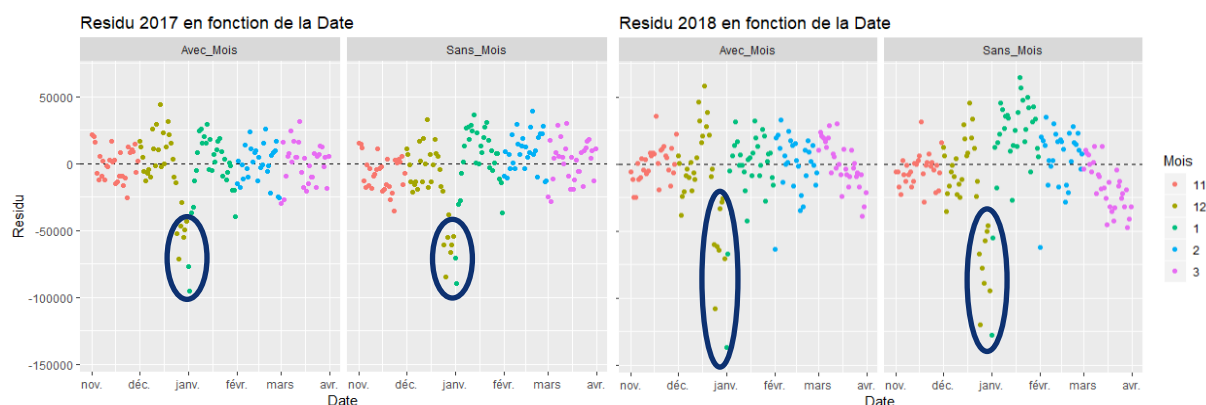
Selon l'année de calibration, plusieurs typages différents de la période de fin d'année ont été utilisés.

Dans la plupart des cas on tague deux périodes différentes : Noël et le jour de l'an. **Il est important que les modalités de taguage soient les mêmes chaque année pour garantir la stabilité du modèle de prévision d'une année sur l'autre.**

Année	Journée "taguée" férié										Jour du 24/12
2012/2013	24-déc.	25-déc.	26-déc.	27-déc.	28-déc.	31-déc.	1-janv.	2-janv.			Lundi
2013/2014	24-déc.	25-déc.	26-déc.			31-déc.	1-janv.	2-janv.			Mardi
2014/2015	24-déc.	25-déc.	26-déc.			31-déc.	1-janv.	2-janv.			Mercredi
2015/2016	24-déc.	25-déc.			28-déc.	31-déc.	1-janv.			4-janv.	Jeudi
2016/2017			26-déc.	27-déc.	28-déc.			2-janv.	3-janv.	4-janv.	Samedi
2017/2018		25-déc.	26-déc.			31-déc.	1-janv.	2-janv.			Dimanche

Le facteur *Férié* peut avoir un impact important sur les autres coefficients. L'objectif de ce tag est bien de souligner les journées pour lesquels la consommation a un comportement particulier en fonction du calendrier et des variables climatiques.

On illustre ci-dessous l'écart entre la prévision et la consommation sur 2017 et 2018. Dans chaque cas, on observe des écarts importants sur la fin d'année même pour les journées non taguées *férié*. Pour ces journées, la prévision de consommation est systématiquement supérieure à la consommation réelle.



Pour faciliter le taguage et prendre en compte l'atypicité de ces journées où la consommation n'est pas aussi importante que la prévision. Il semble raisonnable de taguer l'ensemble des journées de chaque hiver du 24 Décembre au 3 Janvier inclus.

**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 2019-2020;
- 5 • l'évolution de la demande continue en journée de pointe entre la Cause tarifaire
6 2018-2019 et la Cause tarifaire 2019-2020;
- 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 DJ, 37 DJ pour le jour précédent
11 et un vent moyen de 15 km/h sur la base des paramètres de la régression utilisée dans
12 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 2019-2020;
- 17 • l'évolution des besoins en hiver extrême entre la Cause tarifaire 2018-2019 et la Cause
18 tarifaire 2019-2020.

1. Établissement de la journée de pointe

1.1. Méthode d'établissement de la demande en journée de pointe

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

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

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

11 **Demande de la journée de pointe pour l'année 2019-2020 des clients au service continu** 12 **visés par la régression**

13 Les étapes sont les suivantes :

- 14 1. Établissement des paramètres de la régression linéaire : une régression linéaire est
15 appliquée à la demande quotidienne réelle observée durant la période de l'hiver de la
16 dernière année financière disponible (du 1^{er} novembre 2017 au 31 mars 2018), pour
17 les clients au service continu excluant : les clients en combinaison tarifaire, les clients
18 aux paliers 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en combinaison tarifaire et le client biogaz en
19 réseau dédié;
- 20 2. Établissement de la journée de pointe la plus froide au cours des 30 dernières
21 années : les paramètres D_{Jt} , D_{Jt-1} et $D_{Jt}X_{Vt}$ de la régression linéaire, établie au point 1,
22 sont appliqués aux différentes combinaisons des variables climatiques réchauffées
23 pour chaque journée des 30 dernières années. La combinaison D_{Jt} , D_{Jt-1} et $D_{Jt}X_{Vt}$,
24 générant le volume maximal sur cette période, définit la journée de pointe ainsi que
25 les paramètres d'évaluation de cette journée;

1 3. Évaluation de la demande de la journée de pointe pour les clients visés par la
2 régression : le produit des paramètres de la régression linéaire établis au point 1, et
3 des paramètres de la journée de pointe établis au point 2, augmenté du facteur de
4 base « Constante et Jour de semaine » résultant de la régression;

5 4. Évaluation de la demande de la journée de pointe de l'année 2019-2020, pour les
6 clients visés par la régression : un facteur d'ajustement est appliqué au calcul effectué
7 au point 3 pour refléter la demande prévue à la Cause tarifaire 2019-2020. Cet
8 ajustement est évalué en comparant la demande des mois d'hiver prévue à la cause
9 à la demande découlant de l'application de la régression linéaire aux variables
10 climatiques normales de la cause.

11 **Demande de la journée de pointe pour les clients au service continu exclus de la**
12 **régression**

13 5. la somme des volumes souscrits des clients en combinaison tarifaire est considérée;

14 6. la somme des volumes maximums des clients au service continu aux paliers 4.9 et
15 4.10 qui ne sont pas en combinaison tarifaire, observés et ajustés pour refléter la
16 projection à l'année témoin, est utilisée;

17 7. le volume mensuel des mois d'hiver du client biogaz en réseau dédié est considéré.

18 Le Tableau 1 ci-dessous présente l'évaluation de la demande continue pour les cinq journées
19 historiquement les plus froides depuis 30 ans en fonction des paramètres de la journée de
20 pointe. **La journée du 15 janvier 2004 est identifiée comme la journée de pointe**
21 **historique des 30 dernières années, avec un volume projeté de 35 771 10³m³ pour**
22 **l'année 2019-2020.**

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	1995-02-06	2004-01-14
Base (10 ³ m ³ /jour)	13 391,33					
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	387,53	36,59	39,55	37,02	36,76	39,51
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	134,40	39,51	26,09	36,20	33,18	35,00
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,32	1 245,85	1 097,03	842,96	961,83	482,90
Volume projeté (10 ³ m ³)		35 771	34 772	34 557	34 329	34 528

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 2018-2019 et la Cause tarifaire 2019-2020

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 2018-2019 et la Cause tarifaire 2019-2020.
 3 L'explication des écarts entre la projection de la demande continue en journée de pointe de
 4 la Cause tarifaire 2018-2019 et celle de la Cause tarifaire 2019-2020 est également
 5 présentée.

6 Il est à noter que, comme la régression de la Cause tarifaire 2019-2020 n'utilise plus le
 7 paramètre « mois », alors le résultat est le même pour tous les mois à l'exception de la
 8 demande du client biogaz en réseau dédié. Pour la Cause tarifaire 2019-2020, Énergir a tout
 9 de même produit l'information pour chaque mois afin que l'information soit comparable avec
 10 la Cause tarifaire 2018-2019. Par contre, le Tableau 2 sera modifié sans les mois à partir de
 11 la Cause tarifaire 2020-2021 en incluant la valeur maximale de décembre à février pour le
 12 client biogaz en réseau dédié.

Tableau 2

ÉVOLUTION DE LA DEMANDE PROJETÉE EN JOURNÉE DE POINTE
DE LA CAUSE TARIFAIRE 2018-2019 À LA CAUSE TARIFAIRE 2019-2020

1 - Cause 2018-2019					Commentaires				
					Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée (10³m³)									
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	503 594	602 603	529 899	483 791				
2	Clients continus en combinaison tarifaire	92 597	96 468	87 098	92 693				
3	Clients 4,9 et 4,10	51 264	51 065	46 772	51 102				
4	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 600	3 050				
5	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296				Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie

6	Année de régression	2016-2017				Année utilisée à la Cause 2018-2019			
7	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars				
8	Base	8 220	8 679	8 753	8 575				
9	D _t	361	361	361	361				
10	D _{t-1}	99	99	99	99				
11	D _t xDV _t	3	3	3	3				
12	Paramètres journée de pointe								
13	D _t	36,62							
14	D _{t-1}	39,52							Paramètres utilisés à la Cause 2018-2019 (historique 30 ans) réchauffés
15	D _t xDV _t	1 248,02							
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)									
16	Pointe selon formule de régression	29 189	29 648	29 722	29 543				
16	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025				
17	Pointe clients continus purs et Autres	29 910	30 381	30 456	30 274				
18	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313				
19	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922				
20	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98				Demande mois / # jours mois
21	Besoin GM GNL	0	0	0	0				
22	Journée de pointe = maximum	35 206	35 700	35 784	35 607				

2 - Cause 2018-2019 - Changement de l'année de référence pour la régression									
23	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2019-2020			
24	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars				
25	Base	7 953	7 953	7 953	7 953				
26	D _t	385	385	385	385				
27	D _{t-1}	133	133	133	133				
28	D _t xDV _t	2	2	2	2				
29	Paramètres journée de pointe								
30	D _t	36,62							
31	D _{t-1}	39,52							Paramètres utilisés à la Cause 2018-2019 (historique 30 ans) réchauffés
32	D _t xDV _t	1 248,02							
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)									
33	Pointe selon formule de régression	30 189	30 189	30 189	30 189				
34	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025				
35	Pointe clients continus purs et Autres	30 935	30 935	30 935	30 935				
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313				
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922				
38	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98				Demande mois / # jours mois
39	Besoin GM GNL	0	0	0	0				
40	Journée de pointe = maximum	36 231	36 254	36 263	36 268				
41	Variation de la pointe vs Cause 2018-2019			479					Impact de la régression 2017-2018 vs régression 2016-2017

Tableau 2 – suite

3- Cause 2018-2019 - Changement de l'année référence pour la régression et des paramètres de la journée de pointe						
42	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2019-2020
43	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
44	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
45	DJ _t	385	385	385	385	
46	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
47	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
48	Paramètres journée de pointe					
49	DJ _t	36,59				
50	DJ _{t-1}	39,51				Paramètres utilisés à la Cause 2019-2020 (historique 30 ans) réchauffés
51	DJ _t xDV _t	1 245,85				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
52	Pointe selon formule de régression	30 168	30 168	30 168	30 168	
53	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
54	Pointe clients continus purs et Autres	30 914	30 914	30 914	30 914	
55	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
56	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
57	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
58	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
59	Journée de pointe = maximum	36 210	36 232	36 241	36 247	
60	Variation de la pointe vs Cause 2018-2019			457		
4 - Cause 2019-2020						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée						
61	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	525 892	600 656	533 229	463 810	
62	Clients continus en combinaison tarifaire	64 833	72 847	69 592	73 574	
63	Clients 4,9 et 4,10	72 864	74 016	68 756	72 699	
64	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 693	3 050	
65	Autres	4 085	4 620	4 182	3 821	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
4 - Cause 2019-2020 (suite)						
66	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2019-2020
67	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
68	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
69	DJ _t	385	385	385	385	
70	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
71	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
72	Paramètres journée de pointe					
73	DJ _t	36,59				
74	DJ _{t-1}	39,51				Paramètres utilisés à la Cause 2019-2020 (historique 30 ans) réchauffés
75	DJ _t xDV _t	1 245,85				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
76	Pointe selon formule de régression	30 168	30 168	30 168	30 168	
77	Ajustement pour la demande 2020	1,007	1,007	1,007	1,007	
78	Pointe clients continus purs et Autres	30 392	30 392	30 392	30 392	
79	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	2 534	2 534	2 534	2 534	
80	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	2 753	2 753	2 753	2 753	
81	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
82	Besoin GM GNL	0	0	0	0	GM GNL en combinaison tarifaire
83	Journée de pointe = maximum	35 740	35 762	35 771	35 777	
84	Variation de la pointe vs Cause 2018-2019			-13		Impact de la variation de la pointe Cause 2019-2020 vs Cause 2018-2019
85	Sommaire des variations					
86	Impact du changement de l'année de régression			479		ligne 41
87	Impact de la variation des paramètres de pointe			-21		ligne 60 - ligne 41
88	Impact de la variation de la demande			-470		ligne 84 - ligne 60

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 2019-2020, soit l'année 2017-2018, et les trois
 4 années de référence précédentes.

Tableau 3

(10 ³ m ³)	Année de référence de la régression			
	CT 2020 2017-2018 Froide	2016-2017 Chaude	2015-2016 Chaude	2014-2015 Froide
Calcul du facteur d'ajustement				
1 Volume d'hiver projeté selon régression (A)	2 518 541	2 463 015	2 363 907	2 358 530
2 Volume d'hiver visé de l'année témoin (B)	2 537 207	2 537 207	2 537 207	2 537 207
3 Ajustement pour la demande 2020 (C=B/A)	1,0074	1,0301	1,0733	1,0758
<hr/>				
4 Demande pointe selon régression (D)	30 168	29 700	27 858	27 545
5 Demande pointe année témoin 2020 (E=DxC) (Clients visés par la régression)	30 392	30 595	29 901	29 632
6 Comparaison vs		0,67%	-1,62%	-2,50%

1.4. Évaluation du volume pour une journée à 39 DJ, 37 DJ le jour précédent et vent moyen de 15 km/h

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

Tableau 4

Élément	Paramètres de régression	Paramètres d'évaluation	Volume
Base (10 ³ m ³ /jour)	13 391,33		13 391
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	387,53	39	15 114
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	134,40	37	4 973
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,32	585	1 358
Volume projeté (10³m³)			34 836

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, telles que :

- 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 tels que des capacités
18 de transport fermes, sont nécessaires sur 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

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

- les paramètres des conditions climatiques « degrés-jours et vent » de la régression linéaire obtenus pour l'établissement de la journée de pointe de la demande continue¹;
- aux combinaisons « degrés-jours et vent » réchauffés observés au cours des 30 dernières années, évalués en base 13°C.

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

Tableau 5

Année	Volumes projetés 10 ³ m ³
2014-2015	1 642 732
2013-2014	1 638 712
1993-1994	1 593 890
2002-2003	1 559 388
1995-1996	1 543 369

2.2. Établissement de la demande pour l'hiver extrême

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

Clientèle au service continu :

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

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 et du vent ($DJ_t \times V_t$) - aux combinaisons quotidiennes « degrés-jours et vent »
2 réchauffées 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,
5 ces clients ayant été exclus de la régression. Le volume moyen de cette clientèle,
6 pour chacun des mois, est utilisé.

7 Clientèle au service interruptible :

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

13 Considérant les degrés-jours réchauffés de l'hiver 2014-2015, la demande saisonnière de
14 l'ensemble de la clientèle avant interruption, excluant les volumes de gaz d'appoint
15 concurrence, s'élève à $3\,667\,10^6\text{m}^3$.

2.3. Établissement du débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême

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

21 Il est à noter que la capacité de l'usine LSR utilisée dans l'évaluation est réduite de la capacité
22 réservée par le client GM GNL. De plus, la capacité de liquéfaction en hiver à l'usine LSR est
23 considérée.

24 **Pour la Cause tarifaire 2018-2019, le débit quotidien requis pour répondre à la**
25 **demande en hiver extrême est de $34\,660\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$.**

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

2.4. Évolution des besoins en hiver extrême entre la Cause tarifaire 2018-2019 et la Cause tarifaire 2019-2020

- 1 Le Tableau 6 présente et explique la variation des besoins en hiver extrême entre la Cause
2 tarifaire 2018-2019 et la Cause tarifaire 2019-2020.

Tableau 6

	Données de l'hiver extrême	
	Cause 2018-2019 Volume (1)	Cause 2019-2020 Volume (2) var. vs 2018-2019 (3) = (2) - (1)
1 Année référence de l'hiver extrême	2014-2015	2014-2015
	Demande totale avant interruption (10⁶m³)	
2 Continue	3 427	3 464 37
3 Interruptible volet A	90	100 10
4 Interruptible volet B	69	77 8
5 Total	3 587	3 641 54
	Demande moyenne (10³m³/jour)	
6 Continue	22 694	22 786 92
7 Interruptible volet A	599	660 62
8 Interruptible volet B	460	508 48
9 Total	23 752	23 954 202
10 Demande maximale (10³m³/jour)		
11 Continue	30 795	31 341 545
12 Interruptible volet A	900	977 77
13 Interruptible volet B	721	747 26
14 Total	32 417	33 065 649
15 Besoins d'approvisionnement (10³m³/jour)	33 831	34 660 829

DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER - ANNEE 2019-2020

	oct-19 (10 ⁶ m ³) (1)	nov-19 (10 ⁶ m ³) (2)	déc-19 (10 ⁶ m ³) (3)	janv-20 (10 ⁶ m ³) (4)	févr-20 (10 ⁶ m ³) (5)	mars-20 (10 ⁶ m ³) (6)	avr-20 (10 ⁶ m ³) (7)	mai-20 (10 ⁶ m ³) (8)	juin-20 (10 ⁶ m ³) (9)	juil-20 (10 ⁶ m ³) (10)	août-20 (10 ⁶ m ³) (11)	sept-20 (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 D1	168	277	395	467	411	340	210	118	80	67	72	84	1 891	799	2 690
2	Tarif D3	23	25	25	25	23	25	24	22	20	18	20	20	123	146	269
3	Tarif D4	204	235	244	262	244	253	226	224	187	207	212	209	1 238	1 470	2 708
4	Total Continue	395	537	664	754	679	618	460	364	287	293	302	313	3 252	2 414	5 667
5	Interruptible	23	27	34	35	35	33	32	22	11	10	19	19	165	127	292
6	Client biogaz en réseau dédié	3	3	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	13	16	29
7	Gaz d'appoint concurrence	6	5	0	0	0	0	6	6	6	7	7	7	5	45	50
8	Sous-Total Demande	427	572	700	792	717	655	501	395	307	311	322	341	3 435	2 603	6 039
9	Gaz de la compagnie et autres comp.	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	4	3	7
10	Gaz perdu	2	3	3	4	3	3	2	2	1	1	2	2	16	12	28
11	Compression - transport	8	12	15	16	14	12	8	7	5	5	6	6	70	45	115
12	Compression - entreposage	0	0	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	3	4	7
13	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	4
14	Sous-total avant injections	438	589	720	814	736	671	512	405	315	319	330	350	3 530	2 669	6 200
INVENTAIRES injections																
15	Enbridge Gas	0	0	9	0	4	0	23	8	53	57	77	65	13	283	296
16	LSR (DaQ) *	0	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	9	4	13
17	Pointe-du-Lac *	17	0	0	1	13	0	0	0	0	0	0	0	14	17	31
18	Saint-Flavien *	15	5	0	0	0	0	4	25	22	21	17	15	5	119	124
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	32	14	10	1	16	0	26	34	75	78	94	85	40	423	464
21	TOTAL DEMANDE	470	602	730	815	753	671	539	438	390	397	424	435	3 571	3 093	6 663
APPROVISIONNEMENT																
22	FTLH Emp - Energir - avant vente	70	67	70	70	65	70	67	70	67	70	67	67	341	480	821
23	Transport par échange Emp - Energir	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Transport fourni par les clients	3	4	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	23	27	51
25	Gaz d'appoint	6	5	0	0	0	0	6	6	6	7	7	7	5	45	50
26	FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Cession / vente de transport FTLH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Sous-Total Transports	79	76	74	75	70	74	78	80	78	80	81	78	369	553	922
Achats à Dawn (GR)																
29	Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	3	5
30	Achats à Express (GR)	3	3	3	3	3	2	3	2	3	3	3	2	15	18	33
31	Achats à Dawn (GR)	54	203	248	251	282	234	153	36	0	25	58	58	1 218	326	1 545
32	Livraisons à Dawn (AD)	315	299	309	310	280	318	301	317	306	311	312	292	1 516	2 154	3 670
33	Biogaz	3	3	2	3	3	3	3	2	2	2	2	2	13	16	29
34	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	4
35	Sous-total réceptions, achats & livraisons	375	509	562	567	569	558	460	358	311	316	343	356	2 765	2 519	5 284
INVENTAIRES retraits																
36	Enbridge Gas	14	15	66	111	73	18	0	0	0	0	0	0	282	15	296
37	LSR (DaQ) *	1	1	1	3	1	1	1	1	1	1	1	1	7	6	13
38	Pointe-du-Lac *	0	0	2	9	6	1	0	0	0	0	0	0	18	0	18
39	Saint-Flavien *	0	0	26	45	32	19	0	0	0	0	0	0	121	0	121
40	Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Sous-total retraits et échanges	15	17	94	167	112	38	1	1	1	1	1	1	428	21	448
42	TOTAL APPROVISIONNEMENT	470	602	730	809	750	671	539	439	390	397	424	435	3 562	3 093	6 655
43	INTERRUPTIONS BRUTES	0	0	0	-6	-3	0	0	0	0	0	0	0	-9	0	-9

* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire est 38,46 MJ/m³

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2019-2020
STRATÉGIE ALTERNATIVE ET ANALYSE DE RENTABILITÉ

	<i>Cause tarifaire Achat SH-Parkway</i>	<i>Cause tarifaire Achat LH-Empress</i>	<i>Variation</i>	
	(1)	(2)	(3) = (1) - (2)	
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>				
1	Continue	5 667	5 667	0
2	Interruptible	292	292	0
3	Gaz d'appoint	50	50	0
4	Client biogaz en réseau dédié	29	29	0
5	<i>Sous-total</i>	6039	6039	0
6	Interruptions	-9	-9	0
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	35	35	0
8	Compression (transport et entreposage)	122	122	0
9	Écart de mesurage	4	4	0
10	TOTAL DEMANDE	6 191	6 191	0
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>				
11	Transport			
12	FT LH (primaire & secondaire)	821	821	0
13	Transport par échange (EMP - Energir)	0	3	-3
14	Transport fourni par les clients	51	51	0
15	Transport gaz d'appoint	50	50	0
16	FTLH non utilisé	0	0	0
17	<i>Transport Emp-Energir</i>	922	925	-3
18	Achats dans le territoire	5	5	0
19	Achat à Empress pour compression	33	33	0
20	Achats à Dawn (GR)	1 545	1 541	3
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 670	3 670	0
22	Biogaz	29	29	0
23	Écart de mesurage	4	4	0
24	Retraits - injections	-15	-15	0
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 191	6 191	0
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)</u>				
26	Journée de pointe - continue	35 771	35 771	0
27	Total appro. après vente	34 660	34 660	0
28	Provision additionnelle	35 771	35 771	0
<u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u>				
Coûts de transport				
29	Transport clients	n/a	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	58 304	58 664	-359
31	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	126 430	126 597	-167
32	STS	35 105	35 105	1
33	M12 / C1	35 066	35 071	-5
34	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0	0
Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur				
35	Transport	-43 397	-43 620	224
36	Crédit de compression	0	0	0
37	Crédit/(Frais) de livraison	0	0	0
38	Total - coûts de transport	211 509	211 816	-307
39	Coûts d'entreposage	37 663	37 667	-5
40	Sous-total transport et équilibrage	249 171	249 483	-312
41	Fourniture	778 751	778 712	38
42	Maintien des inventaires	2 175	2 173	1
43	TOTAL DES COÛTS	1 030 096	1 030 369	-272
44	Variation en %			-0,03%

Total

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2023

	<i>Hiver</i>	<i>2020</i>	<i>Total</i>	<i>Hiver</i>	<i>2021</i>	<i>Total</i>	<i>Hiver</i>	<i>2022</i>	<i>Total</i>	<i>Hiver</i>	<i>2023</i>	<i>Total</i>	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>													
1	Continue	3 252	2 414	5 667	3 250	2 464	5 714	3 277	2 482	5 759	3 285	2 485	5 770
2	Interruptible	165	127	292	164	127	291	169	132	301	169	132	300
3	Gaz d'appoint	5	45	50	5	45	50	5	45	50	5	45	50
4	Client biogaz en réseau dédié	13	16	29	13	16	29	13	16	29	13	16	29
5	<i>Sous-total</i>	<i>3 435</i>	<i>2 603</i>	<i>6 039</i>	<i>3 432</i>	<i>2 652</i>	<i>6 084</i>	<i>3 464</i>	<i>2 676</i>	<i>6 140</i>	<i>3 472</i>	<i>2 678</i>	<i>6 150</i>
6	Interruptions	-9	0	-9	-5	0	-5	-6	0	-6	-6	0	-6
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	20	15	35	22	17	39	22	17	39	22	17	39
8	Compression (transport et entreposage)	74	49	122	75	49	124	75	49	124	78	50	128
9	Écart de mesurage	2	2	4	2	2	4	2	2	4	2	2	4
10	TOTAL DEMANDE	3 522	2 669	6 191	3 525	2 720	6 246	3 557	2 744	6 301	3 567	2 748	6 315
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>													
11	Transport												
12	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	341	480	821	339	480	819	339	480	819	339	480	819
13	Transport par échange (Emp-Energir)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Transport fourni par les clients	23	27	51	23	28	51	23	28	51	23	28	51
15	Transport gaz d'appoint	5	45	50	5	45	50	5	45	50	5	45	50
16	FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	<i>Transport Emp-Energir</i>	<i>369</i>	<i>553</i>	<i>922</i>	<i>366</i>	<i>553</i>	<i>920</i>	<i>366</i>	<i>553</i>	<i>920</i>	<i>366</i>	<i>553</i>	<i>920</i>
18	Achats dans le territoire	1	3	5	7	11	18	12	18	30	14	21	34
19	Achat à Empress pour compression	15	18	33	15	18	33	15	18	33	15	18	33
20	Achats à Dawn (GR)	1 218	326	1 545	1 200	308	1 509	1 222	315	1 537	1 267	283	1 550
21	Livraisons à Dawn (AD)	1 516	2 154	3 670	1 543	2 192	3 735	1 548	2 200	3 748	1 547	2 198	3 745
22	Biogaz	13	16	29	13	16	29	13	16	29	13	16	29
23	Écart de mesurage	2	2	4	2	2	4	2	2	4	2	2	4
24	Retraits - injections	387	-403	-15	381	-382	-1	377	-377	1	343	-343	0
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	3 522	2 669	6 191	3 527	2 719	6 246	3 557	2 744	6 301	3 567	2 748	6 315

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2023

	2020		2021		2022		2023		
	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	
ENTREPOSAGE (Capacité)									
26	LSR (daQ)	2,1	53,7	2,1	53,7	2,1	53,7	2,1	53,7
27	Pointe-du-Lac	1,4	36,6	1,4	36,6	1,4	36,6	1,4	36,6
28	Saint-Flavien	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0
29	Enbridge Gas	12,1	318,0	12,1	318,0	12,1	318,0	12,1	318,0
30	TOTAL	20,1	528,3	20,1	528,3	20,1	528,3	20,1	528,3
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	1 355	35 771	1 403	37 032	1 404	37 051	1 408	37 158
32	Besoins hiver extrême	1 313	34 660	1 326	35 001	1 335	35 232	1 340	35 367
33	Maximum	1 355	35 771	1 403	37 032	1 404	37 051	1 408	37 158
Approvisionnement									
34	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243
35	Transport par échange (EMP - Energir)	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire - GNR	0	9	0	11	1	14	3	69
37	Transport clients & biogaz	10	251	10	252	10	252	10	252
38	FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83	2 192
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	109	2 875	109	2 875	109	2 875	82	2 164
40	FTSH (Parkway - Energir)	499	13 174	499	13 174	499	13 174	522	13 777
41	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
42	Pointe-du-Lac *	62	1 624	62	1 624	62	1 624	62	1 624
43	Saint-Flavien *	58	1 543	58	1 543	58	1 543	58	1 543
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation) *	221	5 835	221	5 835	221	5 835	221	5 835
46	Interruption de liquéfaction GM GNL	11	297	11	297	11	297	11	297
47	Sous-total approvisionnements	1 355	35 749	1 355	35 752	1 355	35 756	1 353	35 702
48	Impact de la refonte du service interruptible	0	0	20	528	20	528	20	528
49	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 355	35 749	1 375	36 280	1 375	36 283	1 373	36 229
50	Provision additionnelle avant achat / (vente)	-1	-22	-28	-752	-29	-767	-35	-928
51	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.50/ 1.47)	-0,1%	-0,1%	-2,1%	-2,1%	-2,1%	-2,1%	-2,6%	-2,6%
52	Achat / (vente) de transport a priori	1	21	29	752	29	768	35	929
53	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 355	35 770	1 403	37 032	1 404	37 051	1 408	37 158
54	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	-1	0	0	0	1	0	0
55	% du total approvisionnements après achat / (vente) (1.54/ 1.53)		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%

* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2020 est 38,46

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2023
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			
	2020 (10 ⁶ m ³) (1)	2021 (10 ⁶ m ³) (2)	2022 (10 ⁶ m ³) (3)	2023 (10 ⁶ m ³) (4)	2020 (10 ⁶ m ³) (5)	2021 (10 ⁶ m ³) (6)	2022 (10 ⁶ m ³) (7)	2023 (10 ⁶ m ³) (8)	2020 (10 ⁶ m ³) (9)	2021 (10 ⁶ m ³) (10)	2022 (10 ⁶ m ³) (11)	2023 (10 ⁶ m ³) (12)
DEMANDE												
1 Continue	5 667	5 714	5 759	5 770	5 667	5 714	5 759	5 770	0	0	0	0
2 Interruptible	292	291	301	300	292	291	301	300	0	0	0	0
3 Client biogaz en réseau dédié	29	29	29	29	29	29	29	29	0	0	0	0
4 Gaz d'appoint concurrence	50	50	50	50	50	50	50	50	0	0	0	0
5 <i>Sous-Total Demande</i>	6 039	6 084	6 140	6 150	6 039	6 084	6 140	6 150	0	0	0	0
6 Gaz perdu et usage de la compagnie	35	39	39	39	35	39	39	39	0	0	0	0
7 Compression (transport et entreposage)	122	124	124	128	122	124	124	128	0	0	0	0
8 Écart de mesurage	4	4	4	4	4	4	4	4	0	0	0	0
9 SOUS-TOTAL AVANT INJECTION	6 200	6 251	6 307	6 321	6 200	6 251	6 307	6 321	0	0	0	0
INVENTAIRES INJECTIONS												
10 Enbridge Gas	296	292	289	272	296	292	289	272	0	0	0	0
11 LSR (DaQ)	13	11	12	12	13	11	12	12	0	0	0	0
12 Pointe-du-Lac	31	13	15	15	31	13	15	15	0	0	0	0
13 Saint-Flavien	124	121	121	122	124	121	121	122	0	0	0	0
14 SOUS-TOTAL INJECTIONS & ÉCHANGES	464	438	438	420	464	438	438	420	0	0	0	0
15 TOTAL DE LA DEMANDE	6 663	6 689	6 745	6 741	6 663	6 689	6 745	6 741	0	0	0	0
APPROVISIONNEMENT												
16 FTLH Empress / NBJ - Energir	821	819	819	819	821	819	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	51	51	51	51	51	51	51	51	0	0	0	0
19 Gaz d'appoint	50	50	50	50	50	50	50	50	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>	922	920	920	920	922	920	920	920	0	0	0	0
23 Achats dans le territoire	5	18	30	34	5	18	30	34	0	0	0	0
24 Achats à Empress pour compression	33	33	33	33	33	33	33	33	0	0	0	0
25 Achats à Dawn (GR)	1 545	1 509	1 537	1 550	1 545	1 509	1 537	1 550	0	0	0	0
26 Livraisons à Dawn (AD)	3 670	3 735	3 748	3 745	3 670	3 735	3 748	3 745	0	0	0	0
27 Biogaz	29	29	29	29	29	29	29	29	0	0	0	0
28 Écart de mesurage	4	4	4	4	4	4	4	4	0	0	0	0
29 SOUS-TOTAL TRANSPORT	6 206	6 247	6 300	6 315	6 206	6 247	6 300	6 315	0	0	0	0
INVENTAIRES RETRAITS												
30 Enbridge Gas	296	292	289	272	296	292	289	272	0	0	0	0
31 LSR (DaQ)	13	11	12	12	13	11	12	12	0	0	0	0
32 Pointe-du-Lac	18	12	15	15	18	12	15	15	0	0	0	0
33 Saint-Flavien	121	121	122	122	121	121	122	122	0	0	0	0
34 SOUS-TOTAL RETRAITS & ÉCHANGES	448	437	439	420	448	437	439	420	0	0	0	0
35 TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 655	6 684	6 739	6 735	6 655	6 684	6 739	6 735	0	0	0	0
36 INTERRUPTIONS BRUTES	-9	-5	-6	-6	-9	-5	-6	-6	0	0	0	0
NIVEAU D'INVENTAIRE DAQ AU 31 MARS - HIVER EXTRÊME												
37	32	40	39	37	27	35	34	32	-5	-5	-5	-5
MAINTIEN DE LA FIABILITÉ												
39 Capacité additionnelle (10 ⁹ m ³ /jour)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2023
IMPACT POTENTIEL DE TEMPÉRATURE

	2020 (1)	2021 (2)	2022 (3)	2023 (4)
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>				
1 Continue	[5 395 ; 5 874]	[5 432 ; 5 917]	[5 477 ; 5 956]	[5 487 ; 5 966]
2 Interruptible	[296 ; 325]	[301 ; 330]	[312 ; 347]	[311 ; 345]
3 Gaz d'appoint	50	50	50	50
4 Client biogaz en réseau dédié	29	29	29	29
5 <i>Sous-total</i>	----- [5 770 ; 6 278]	----- [5 812 ; 6 327]	----- [5 868 ; 6 382]	----- [5 878 ; 6 391]
6 Interruptions	[0 ; -38]	[0 ; -28]	[0 ; -31]	[0 ; -31]
7 Gaz perdu et usage de la compagnie	35	39	39	39
8 Compression (transport et entreposage)	[117 ; 126]	[119 ; 128]	[119 ; 129]	[123 ; 133]
9 Écart de mesurage	4	4	4	4
10 TOTAL DEMANDE	[5 926 ; 6 405]	[5 974 ; 6 470]	[6 030 ; 6 523]	[6 044 ; 6 535]
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>				
11 Transport				
12 FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	821	819	819	819
13 Transport par échange (Emp-Energir)	0	0	0	0
14 Transport fourni par les clients	51	51	51	51
15 Transport gaz d'appoint	50	50	50	50
16 FTLH non utilisé	0	0	0	0
17 <i>Transport Emp-Energir</i>	----- 922	----- 920	----- 920	----- 920
18 Achats dans le territoire	8	21	34	38
19 Achat à Empress pour compression	33	33	33	33
20 Achats à Dawn (GR)	[1 332 ; 1 723]	[1 291 ; 1 693]	[1 320 ; 1 721]	[1 335 ; 1 733]
21 Livraisons à Dawn (AD)	[3 615 ; 3 700]	[3 676 ; 3 771]	[3 691 ; 3 782]	[3 687 ; 3 778]
22 Biogaz	29	29	29	29
23 Écart de mesurage	4	4	4	4
24 Retraits - injections	[-17 ; -13]	0	[0 ; 1]	[-2 ; 0]
25 TOTAL APPROVISIONNEMENT	[5 926 ; 6 405]	[5 974 ; 6 470]	[6 030 ; 6 523]	[6 044 ; 6 535]

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2023
IMPACT POTENTIEL DE TEMPÉRATURE

	2020 (1)		2021 (2)		2022 (3)		2023 (4)		
	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	
ENTREPOSAGE (Capacité)									
26	LSR (daQ)	2,1	53,7	2,1	53,7	2,1	53,7	2,1	53,7
27	Pointe-du-Lac	1,4	36,6	1,4	36,6	1,4	36,6	1,4	36,6
28	Saint-Flavien	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0
29	Enbridge Gas	12,1	318,0	12,1	318,0	12,1	318,0	12,1	318,0
30	TOTAL	20,1	528,3	20,1	528,3	20,1	528,3	20,1	528,3
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT									
		(TJ/j)	(10 ⁹ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ⁹ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ⁹ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ⁹ m ³ /j)
31	Journée de pointe - continue	1 355	35 771	1 403	37 032	1 404	37 051	1 408	37 158
32	Besoins hiver extrême	1 318	34 790	1 331	35 130	1 343	35 444	1 347	35 560
33	Maximum	1 355	35 771	1 403	37 032	1 404	37 051	1 408	37 158
Approvisionnement									
34	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243
35	Transport par échange (EMP - Energir)	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire - GNR	0	9	0	11	1	14	3	69
37	Transport clients & biogaz	10	251	10	252	10	252	10	252
38	FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83	2 192
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	109	2 875	109	2 875	109	2 875	82	2 164
40	FTSH (Parkway - Energir)	499	13 174	499	13 174	499	13 174	522	13 777
41	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
42	Pointe-du-Lac *	62	1 624	62	1 624	62	1 624	62	1 624
43	Saint-Flavien *	58	1 543	58	1 543	58	1 543	58	1 543
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation) *	221	5 835	221	5 835	221	5 835	221	5 835
46	Interruption de liquéfaction GM GNL	11	297	11	297	11	297	11	297
47	Sous-total approvisionnements	1 355	35 749	1 355	35 752	1 355	35 756	1 353	35 702
48	Impact de la refonte du service interruptible	0	0	20	528	20	528	20	528
49	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 355	35 749	1 375	36 280	1 375	36 283	1 373	36 229
50	Provision additionnelle avant achat / (vente)	-1	-22	-28	-752	-29	-767	-35	-928
51	% du total approvisionnements avant achat (vente) (1.50/ 1.47)	-0,1%	-0,1%	-2,1%	-2,1%	-2,1%	-2,1%	-2,6%	-2,6%
52	Achat / (vente) de transport <i>a priori</i>	1	21	29	752	29	768	35	929
53	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 355	35 770	1 403	37 032	1 404	37 051	1 408	37 158
54	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	-1	0	0	0	1	0	0
55	% 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%

* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2020 est 38,46

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2023
SCÉNARIO FAVORABLE

	2020 (1)	2021 (2)	2022 (3)	2023 (4)
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>				
1	5 814	6 112	6 301	6 371
2	340	343	340	338
3	50	50	50	50
4	29	29	29	29
5	6 234	6 534	6 720	6 789
6	-10	-6	-8	-7
7	35	39	39	39
8	126	131	134	139
9	4	4	4	4
10	6 388	6 702	6 889	6 964
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>				
11				
12	821	819	819	819
13	0	0	0	0
14	51	51	51	51
15	50	50	50	50
16	0	0	0	0
17	922	920	920	920
18	5	18	30	34
19	33	33	33	33
20	1 631	1 682	1 726	1 798
21	3 780	4 018	4 147	4 146
22	29	29	29	29
23	4	4	4	4
24	-15	0	1	0
25	6 388	6 702	6 889	6 964

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2023
SCÉNARIO FAVORABLE

		2020 (1)		2021 (2)		2022 (3)		2023 (4)	
		(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)
<u>ENTREPOSAGE (Capacité)</u>									
26	LSR (daQ)	2,1	53,7	2,1	53,7	2,1	53,7	2,1	53,7
27	Pointe-du-Lac	1,4	36,6	1,4	36,6	1,4	36,6	1,4	36,6
28	Saint-Flavien	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0
29	Union Gas	12,1	318,0	12,1	318,0	12,1	318,0	12,1	318,0
30	TOTAL	20,1	528,3	20,1	528,3	20,1	528,3	20,1	528,3
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</u>									
		(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	1 384	36 517	1 487	39 253	1 505	39 708	1 527	40 289
32	Besoins hiver extrême	1 343	35 434	1 401	36 977	1 434	37 839	1 458	38 471
33	Maximum	1 384	36 517	1 487	39 253	1 505	39 708	1 527	40 289
Approvisionnement									
34	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243
35	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire - GNR	0	9	0	11	1	14	3	69
37	Transport clients & biogaz	10	251	10	252	10	252	10	252
38	FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83	2 192
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	109	2 875	109	2 875	109	2 875	82	2 164
40	FTSH (Parkway - GMIT)	499	13 174	499	13 174	499	13 174	522	13 777
41	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
42	Pointe-du-Lac *	62	1 624	62	1 624	62	1 624	62	1 624
43	Saint-Flavien *	58	1 543	58	1 543	58	1 543	58	1 543
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation) *	221	5 835	221	5 835	221	5 835	221	5 835
46	Interruption de liquéfaction GM GNL	11	297	11	297	11	297	11	297
47	Sous-total approvisionnements	1 355	35 749	1 355	35 752	1 355	35 756	1 353	35 702
48	Impact de la refonte du service interruptible	0	0	20	528	20	528	20	528
49	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 355	35 749	1 375	36 280	1 375	36 283	1 373	36 229
50	Provision additionnelle avant achat / (vente)	-29	-768	-113	-2 973	-130	-3 425	-154	-4 060
51	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.50/ 1.47)	-2,1%	-2,1%	-8,3%	-8,3%	-9,6%	-9,6%	-11,4%	-11,4%
52	Achat / (vente) de transport a priori	29	765	113	2 974	130	3 425	154	4 060
53	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 384	36 514	1 487	39 254	1 505	39 709	1 527	40 289
54	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	-2	0	1	0	0	0	0
55	% 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%

* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2020 est 38,46

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2023
SCÉNARIO DÉFAVORABLE

	2020 (1)	2021 (2)	2022 (3)	2023 (4)
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>				
1 Continue	5 552	5 512	5 466	5 432
2 Interruptible	282	275	286	283
3 Gaz d'appoint	0	0	0	0
4 Client biogaz en réseau dédié	29	27	29	29
5 <i>Sous-total</i>	5 864	5 814	5 781	5 745
6 Interruptions	-9	-8	-11	-11
7 Gaz perdu et usage de la compagnie	35	39	39	39
8 Compression (transport et entreposage)	120	120	119	122
9 Écart de mesurage	4	4	4	4
10 TOTAL DEMANDE	6 014	5 969	5 932	5 899
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>				
11 Transport				
12 FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	821	819	819	819
13 Transport par échange (Emp-GMIT)	0	0	0	0
14 Transport fourni par les clients	51	53	51	51
15 Transport gaz d'appoint	0	0	0	0
16 FTLH non utilisé	0	0	0	0
17 <i>Transport Emp-GMIT</i>	872	872	870	870
18 Achats dans le territoire	5	18	30	34
19 Achat à Empress pour compression	33	33	33	33
20 Achats à Dawn (GR)	1 487	1 392	1 364	1 321
21 Livraisons à Dawn (AD)	3 600	3 625	3 602	3 608
22 Biogaz	29	27	29	29
23 Écart de mesurage	4	4	4	4
24 Retraits - injections	-15	0	0	0
25 TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 014	5 969	5 932	5 899

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2023
SCÉNARIO DÉFAVORABLE

		2020 (1)		2021 (2)		2022 (3)		2023 (4)	
		(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)
ENTREPOSAGE (Capacité)									
26	LSR (daQ)	2,1	53,7	2,1	53,7	2,1	53,7	2,1	53,7
27	Pointe-du-Lac	1,4	36,6	1,4	36,6	1,4	36,6	1,4	36,6
28	Saint-Flavien	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0
29	Union Gas	12,1	318,0	12,1	318,0	12,1	318,0	12,1	318,0
30	TOTAL	20,1	528,3	20,1	528,3	20,1	528,3	20,1	528,3
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	1 334	35 210	1 365	36 020	1 338	35 322	1 328	35 040
32	Besoins hiver extrême	1 292	34 095	1 300	34 315	1 288	33 994	1 277	33 694
33	Maximum	1 334	35 210	1 365	36 020	1 338	35 322	1 328	35 040
Approvisionnement									
34	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243
35	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire - GNR	0	9	0	11	1	14	3	69
37	Transport clients & biogaz	10	251	10	258	10	252	10	252
38	FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83	2 192
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	109	2 875	109	2 875	109	2 875	82	2 164
40	FTSH (Parkway - GMIT)	499	13 174	499	13 174	499	13 174	522	13 777
41	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
42	Pointe-du-Lac *	62	1 624	62	1 624	62	1 624	62	1 624
43	Saint-Flavien *	58	1 543	58	1 543	58	1 543	58	1 543
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation) *	221	5 835	221	5 835	221	5 835	221	5 835
46	Interruption de liquéfaction GM GNL	11	297	11	297	11	297	11	297
47	Sous-total approvisionnements	1 355	35 749	1 355	35 758	1 355	35 756	1 353	35 702
48	Impact de la refonte du service interruptible	0	0	20	528	20	528	20	528
49	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 355	35 749	1 375	36 286	1 375	36 283	1 373	36 229
50	Provision additionnelle avant achat / (vente)	20	539	10	266	36	961	45	1 190
51	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.50/ 1.47)	1,5%	1,5%	0,7%	0,7%	2,7%	2,7%	3,3%	3,3%
52	Achat / (vente) de transport a priori	-20	-538	-10	-264	-36	-961	-45	-1 190
53	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 334	35 211	1 365	36 022	1 338	35 322	1 328	35 040
54	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	0	0	2	0	0	0	0
55	% 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%

* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2020 est 38,46

COMPARAISON DES PRÉVISIONS DES VENTES ANNUELLES AVEC LES DONNÉES RÉELLES
(Volumes normalisés)

Dossier tarifaire (1)	Livraisons globales (avant interruptions)									
	Livraisons prévues			Livraisons réelles			Variation			
	Service continu	Service interruptible	Total	Service continu	Service interruptible	Total	Service continu	Service interruptible	Total	
	10 ⁹ m ³ (2)	10 ⁶ m ³ (3)	10 ⁶ m ³ (4)	10 ⁶ m ³ (5)	10 ⁶ m ³ (6)	10 ⁶ m ³ (7)	10 ⁶ m ³ (8)	10 ⁶ m ³ (9)	10 ⁶ m ³ (10)	% (11)
2003	4 378	895	5 272	4 366	1 147	5 513	-11	252	241	4,56
2004	4 490	898	5 388	4 516	1 042	5 558	27	144	170	3,16
2005	4 816	801	5 617	4 496	848	5 344	-320	47	-273	-4,86
2006	4 953	769	5 722	4 480	1 011	5 491	-473	242	-231	-4,04
2007	5 236	627	5 863	5 307	979	6 286	71	352	423	7,22
2008	5 191	704	5 895	4 634	1 195	5 829	-557	491	-66	-1,13
2009	4 453	802	5 255	4 112	1 037	5 149	-341	235	-106	-2,02
2010	4 046	739	4 785	4 205	1 243	5 449	159	505	663	13,87
2011	4 100	988	5 088	4 251	1 209	5 459	151	221	371	7,30
2012	4 090	1 253	5 343	4 341	1 074	5 415	250	-179	72	1,34
2013	4 633	871	5 504	4 651	855	5 507	18	-16	2	0,04
2014	4 932	719	5 651	5 048	708	5 756	116	-11	105	1,86
2015	5 293	465	5 758	5 260	485	5 745	-33	21	-12	-0,21
2016	5 102	412	5 515	5 294	381	5 674	191	-32	160	2,90
2017	5 394	307	5 702	5 530	365	5 894	135	57	193	3,38
2018	5 416	296	5 712	5 738	355	6 094	322	59	381	6,67
2019*	5 687	305	5 993	5 737	372	6 109	49	67	117	1,94

Note: Les livraisons réelles et prévisionnelles pour les années 2003 à 2014 inclusivement excluent les volumes de GNL

* Les livraisons réelles sont déterminées selon la révision volumétrique 4/8 2019 (avant interruptions).

COMPARAISON DES PRÉVISIONS DE LA JOURNÉE DE POINTE AVEC LES DONNÉES RÉELLES

Dossier tarifaire (1)	Demande clientèle continue										
	Journée de pointe prévue			Observation réelle				Volume estimé			
	Facteur base 10 ³ m ³ /jour (2)	Facteur calorifique 10 ³ m ³ /DJ/jour (3)	Pointe à 44 DJ 10 ³ m ³ /jour (4)	Volume réel de pointe 10 ³ m ³ /jour (5)	Date (6)	Degrés-jours réels Dj (8)	Variation de DJ Dj (9)	Ajustement de volume 10 ³ m ³ /jour (10)	Volume estimé à 44 DJ 10 ³ m ³ /jour (11)	Écart 10 ³ m ³ /jour (12)	
Base de référence 18											
2003	7 026	479	28 089	26 915	Mardi	2003-01-21	40,50	3,50	1 677	28 593	504
2004	6 987	485	28 309	28 940	Jeudi	2004-01-15	42,23	1,77	859	29 799	1 490
2005	7 606	515	30 279	27 337	Mardi	2005-01-18	38,92	5,08	2 615	29 953	-327
2006	8 359	489	29 883								
2006 ajustée⁽¹⁾	7 544	522	30 524	22 638	Lundi	2006-02-27	31,37	12,63	6 594	29 233	-1 291
2007	9 013	510	31 457	28 526	Lundi	2007-02-05	35,77	8,23	4 199	32 725	1 268
2008	9 074	485	30 428	24 767	Mardi	2007-12-18	29,93	14,07	6 828	31 595	1 168
2008 ajustée⁽²⁾	6 573	485	27 927	23 929	Jeudi	2008-01-24	34,20	9,80	4 756	28 685	758
2009	6 844	503	28 970	26 620	Jeudi	2009-01-15	42,02	1,98	998	27 618	-1 353
2010	6 821	462	27 160	24 207	Vendredi	2010-01-29	37,16	6,84	3 161	27 368	207

(1) Ajustement pour refléter la mise en production en avril 2006 de TCE

(2) Ajustement pour exclure TCE qui a baissé sa production à compter du 1^{er} janvier 2008

Dossier tarifaire	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Pointe 10 ³ m ³ /jour	Volume réel de pointe 10 ³ m ³ /jour	Date	Paramètre réels	Variation des paramètres	Ajustement de volume 10 ³ m ³ /jour	Volume estimé 10 ³ m ³ /jour	Écart vs prévision 10 ³ m ³ /jour
Base de référence 13 avec effet croisé du vent										
2011			27 628	24 986	Lundi	2011-01-24		3 612	28 598	971
Base (10 ³ m ³ /jour)	10 116,69									
DJ_t (10 ³ m ³ /DJ)	294,44	36,93				32,51	4,42			
DJ_{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	91,72	39,64				36,89	2,75			
DJ_t x V_t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,36	1 273,74				400,46	873,28			
2012			27 489	24 153	Dimanche	2012-01-15		4 056	28 209	720
Base (10 ³ m ³ /jour)	10 008,43									
DJ_t (10 ³ m ³ /DJ)	300,08	36,88				30,68	6,20			
DJ_{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	104,58	39,52				33,07	6,45			
DJ_t x V_t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	1,79	1 272,40				423,45	848,94			
La journée la plus froide étant un dimanche, le volume estimé de la journée de pointe serait plus élevé.										

Dossier tarifaire	Demande clientèle continue									
	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Pointe 10 ³ m ³ /jour	Volume réel de pointe 10 ³ m ³ /jour	Date	Paramètre réels	Variation des paramètres	Ajustement de volume 10 ³ m ³ /jour	Volume estimé 10 ³ m ³ /jour	Écart vs prévision 10 ³ m ³ /jour
2013			29 077	28 917	Mercredi	2013-01-23		1 584	30 501	1 424
Base (10 ³ m ³ /jour)	12 074,88									
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	291,20	36,85				36,64	0,21			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	91,38	39,50				34,63	4,87			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,09	1 272,35				756,70	515,65			
2014⁽³⁾			31 521	29 171	Mardi	2014-01-21		3 457	32 628	1 108
Base (10 ³ m ³ /jour)	12 786,50									
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	327,69	36,80				35,97	0,83			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	88,61	39,48				32,05	7,43			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,51	1 268,33				259,81	1008,52			
					Journée la plus froide en terme de température mais congé férié					
					Jeudi	2014-01-02				
						DJ _t	37,20			
						DJ _{t-1}	36,30			
						DJ _t x V _t	881,88			
2015			33 340	30 446	Mercredi	2015-01-07		2 952	33 398	58
Base (10 ³ m ³ /jour)	13 698,96									
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	338,31	36,78				36,10	0,68			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	109,45	39,66				25,37	14,28			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,27	1 257,08				746,69	510,39			
2016			34 263	29 013	Dimanche	2016-02-14		2 743	31 756	-2 506
Base (10 ³ m ³ /jour)	13 813,44									
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	357,52	36,75				34,18	2,56			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	110,42	39,62				38,19	1,44			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,34	1 253,26				541,54	711,72			
					La journée la plus froide étant un dimanche, le volume estimé de la journée de pointe serait plus élevé.					
2017			33 231	28 175	Jeudi	2016-12-15		3 957	32 132	-1 099
Base (10 ³ m ³ /jour)	14 294,02									
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	378,16	36,70				32,42	4,28			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	78,83	39,59				20,88	18,71			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	1,55	1 252,40				694,54	557,86			
2018			35 771	31 424	Vendredi	2018-01-05		3 411	34 835	-936
Base (10 ³ m ³ /jour)	11 357,66									
Base journée (10 ³ m ³ /jour)	2 033,68	Mercredi				1206,78	826,89			
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	387,53	36,59				34,70	1,89			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	134,40	39,51				25,44	14,07			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,32	1 245,85				1262,39	-16,53			

(3) Modification à la méthodologie de calcul pour les clients des tarifs D3 et D4

Achats en gaz naturel renouvelable - Ville de Saint-Hyacinthe du 1 ^{er} octobre 2018 au 31 janvier 2019											
Date de transaction	Date de début	Date de fin	Nomination d'injection ¹	Injection réelle	Surplus / déficit d'injection	Volume quotidien	Coût achat molécule	Coût achat transport	Coût achat compression	Coût achat tonne CO ₂	Coût total GNR livré en franchise
			m ³	m ³	m ³	m ³	€/m ³	€/m ³	€/m ³	€/m ³	\$
2018-09-30	2018-10-01	2018-10-01	0	0	0	0	13,571	2,933	0,195	3,735	0
2018-10-01	2018-10-02	2018-10-02	0	0	0	0	13,897	2,933	0,200	3,735	0
2018-10-02	2018-10-03	2018-10-03	0	0	0	0	14,256	2,933	0,205	3,735	0
2018-10-03	2018-10-04	2018-10-04	0	0	0	0	14,975	2,933	0,216	3,735	0
2018-10-04	2018-10-05	2018-10-05	0	0	0	0	14,952	2,933	0,215	3,735	0
2018-10-05	2018-10-06	2018-10-06	0	0	0	0	14,372	2,933	0,207	3,735	0
2018-10-06	2018-10-07	2018-10-07	0	0	0	0	14,372	2,933	0,207	3,735	0
2018-10-07	2018-10-08	2018-10-08	0	0	0	0	14,372	2,933	0,207	3,735	0
2018-10-08	2018-10-09	2018-10-09	0	0	0	0	15,068	2,933	0,217	3,735	0
2018-10-09	2018-10-10	2018-10-10	0	0	0	0	15,383	2,933	0,222	3,735	0
2018-10-10	2018-10-11	2018-10-11	0	0	0	0	15,651	2,933	0,225	3,735	0
2018-10-11	2018-10-12	2018-10-12	0	0	0	0	15,096	2,933	0,217	3,735	0
2018-10-12	2018-10-13	2018-10-13	0	0	0	0	14,858	2,933	0,214	3,735	0
2018-10-13	2018-10-14	2018-10-14	0	0	0	0	14,858	2,933	0,214	3,735	0
2018-10-14	2018-10-15	2018-10-15	0	0	0	0	14,858	2,933	0,214	3,735	0
2018-10-15	2018-10-16	2018-10-16	0	0	0	0	15,388	2,933	0,222	3,735	0
2018-10-16	2018-10-17	2018-10-17	0	0	0	0	15,755	2,933	0,227	3,735	0
2018-10-17	2018-10-18	2018-10-18	0	0	0	0	16,107	2,933	0,232	3,735	0
2018-10-18	2018-10-19	2018-10-19	0	0	0	0	15,925	2,933	0,229	3,735	0
2018-10-19	2018-10-20	2018-10-20	0	0	0	0	16,144	2,933	0,232	3,735	0
2018-10-20	2018-10-21	2018-10-21	0	0	0	0	16,144	2,933	0,232	3,735	0
2018-10-21	2018-10-22	2018-10-22	0	0	0	0	16,144	2,933	0,232	3,735	0
2018-10-22	2018-10-23	2018-10-23	0	0	0	0	16,152	2,933	0,233	3,735	0
2018-10-23	2018-10-24	2018-10-24	0	0	0	0	16,574	2,933	0,239	3,735	0
2018-10-24	2018-10-25	2018-10-25	0	0	0	0	16,633	2,933	0,240	3,735	0
2018-10-25	2018-10-26	2018-10-26	0	0	0	0	16,563	2,933	0,239	3,735	0
2018-10-26	2018-10-27	2018-10-27	0	0	0	0	15,819	2,933	0,228	3,735	0
2018-10-27	2018-10-28	2018-10-28	0	0	0	0	15,819	2,933	0,228	3,735	0
2018-10-28	2018-10-29	2018-10-29	0	0	0	0	15,819	2,933	0,228	3,735	0
2018-10-29	2018-10-30	2018-10-30	5542	5 542	0	5 542	15,899	2,933	0,229	3,735	1 263
2018-10-30	2018-10-31	2018-10-31	7231	7 231	0	7 231	16,111	2,933	0,232	3,735	1 664
2018-10-31	2018-11-01	2018-11-01	6519	6 519	0	6 519	15,809	2,933	0,185	3,735	1 477
2018-11-01	2018-11-02	2018-11-02	6387	6 387	0	6 387	15,787	2,933	0,185	3,735	1 446
2018-11-02	2018-11-03	2018-11-03	3748	3 748	0	3 748	15,551	2,933	0,182	3,735	840
2018-11-03	2018-11-04	2018-11-04	3035	3 035	0	3 035	15,551	2,933	0,182	3,735	680
2018-11-04	2018-11-05	2018-11-05	5252	5 252	0	5 252	15,551	2,933	0,182	3,735	1 177
2018-11-05	2018-11-06	2018-11-06	5516	5 516	0	5 516	17,472	2,933	0,204	3,735	1 343
2018-11-06	2018-11-07	2018-11-07	6519	6 519	0	6 519	17,426	2,933	0,204	3,735	1 584
2018-11-07	2018-11-08	2018-11-08	7099	7 099	0	7 099	17,363	2,933	0,203	3,735	1 721
2018-11-08	2018-11-09	2018-11-09	6255	6 255	0	6 255	17,731	2,933	0,207	3,735	1 539
2018-11-09	2018-11-10	2018-11-10	2243	2 243	0	2 243	18,543	2,933	0,217	3,735	570
2018-11-10	2018-11-11	2018-11-11	2217	2 217	0	2 217	18,543	2,933	0,217	3,735	564
2018-11-11	2018-11-12	2018-11-12	3774	3 774	0	3 774	18,543	2,933	0,217	3,735	960
2018-11-12	2018-11-13	2018-11-13	4170	4 170	0	4 170	18,957	2,933	0,222	3,735	1 078
2018-11-13	2018-11-14	2018-11-14	4196	4 196	0	4 196	19,805	2,933	0,232	3,735	1 121
2018-11-14	2018-11-15	2018-11-15	4407	4 407	0	4 407	22,997	2,933	0,269	3,735	1 319
2018-11-15	2018-11-16	2018-11-16	6255	6 255	0	6 255	21,572	2,933	0,252	3,735	1 782
2018-11-16	2018-11-17	2018-11-17	3088	3 088	0	3 088	20,647	2,933	0,242	3,735	851
2018-11-17	2018-11-18	2018-11-18	897	897	0	897	20,647	2,933	0,242	3,735	247
2018-11-18	2018-11-19	2018-11-19	5780	5 780	0	5 780	20,647	2,933	0,242	3,735	1 593
2018-11-19	2018-11-20	2018-11-20	9290	9 290	0	9 290	22,859	2,933	0,267	3,735	2 768
2018-11-20	2018-11-21	2018-11-21	8155	8 155	0	8 155	23,819	2,933	0,279	3,735	2 509
2018-11-21	2018-11-22	2018-11-22	501	501	0	501	23,430	2,933	0,274	3,735	152
2018-11-22	2018-11-23	2018-11-23	0	0	0	0	23,430	2,933	0,274	3,735	0
2018-11-23	2018-11-24	2018-11-24	0	0	0	0	23,430	2,933	0,274	3,735	0
2018-11-24	2018-11-25	2018-11-25	2243	2 243	0	2 243	23,430	2,933	0,274	3,735	681
2018-11-25	2018-11-26	2018-11-26	317	317	0	317	23,430	2,933	0,274	3,735	96
2018-11-26	2018-11-27	2018-11-27	26	26	0	26	21,128	2,933	0,247	3,735	7
2018-11-27	2018-11-28	2018-11-28	0	0	0	0	21,027	2,933	0,246	3,735	0
2018-11-28	2018-11-29	2018-11-29	0	0	0	0	21,887	2,933	0,256	3,735	0
2018-11-29	2018-11-30	2018-11-30	0	0	0	0	22,369	2,933	0,262	3,735	0
2018-11-30	2018-12-01	2018-12-01	0	0	0	0	22,120	2,933	0,301	3,830	0
2018-12-01	2018-12-02	2018-12-02	0	0	0	0	22,120	2,933	0,301	3,830	0
2018-12-02	2018-12-03	2018-12-03	3484	3 484	0	3 484	22,120	2,933	0,301	3,830	1 017
2018-12-03	2018-12-04	2018-12-04	9792	9 792	0	9 792	20,970	2,933	0,285	3,830	2 743
2018-12-04	2018-12-05	2018-12-05	6545	6 545	0	6 545	21,448	2,933	0,292	3,830	1 866
2018-12-05	2018-12-06	2018-12-06	2982	2 982	0	2 982	21,563	2,933	0,293	3,830	854
2018-12-06	2018-12-07	2018-12-07	4830	4 830	0	4 830	20,530	2,933	0,279	3,830	1 332
2018-12-07	2018-12-08	2018-12-08	3009	3 009	0	3 009	20,883	2,933	0,284	3,830	840
2018-12-08	2018-12-09	2018-12-09	3405	3 405	0	3 405	20,883	2,933	0,284	3,830	951
2018-12-09	2018-12-10	2018-12-10	3880	3 880	0	3 880	20,883	2,933	0,284	3,830	1 084
2018-12-10	2018-12-11	2018-12-11	6361	6 361	0	6 361	21,650	2,933	0,294	3,830	1 826
2018-12-11	2018-12-12	2018-12-12	7337	7 337	0	7 337	21,256	2,933	0,289	3,830	2 077
2018-12-12	2018-12-13	2018-12-13	5252	5 252	0	5 252	19,861	2,933	0,270	3,830	1 413
2018-12-13	2018-12-14	2018-12-14	6308	6 308	0	6 308	20,105	2,933	0,273	3,830	1 712
2018-12-14	2018-12-15	2018-12-15	4539	4 539	0	4 539	18,204	2,933	0,248	3,830	1 145
2018-12-15	2018-12-16	2018-12-16	5674	5 674	0	5 674	18,204	2,933	0,248	3,830	1 431
2018-12-16	2018-12-17	2018-12-17	6915	6 915	0	6 915	18,204	2,933	0,248	3,830	1 744
2018-12-17	2018-12-18	2018-12-18	7073	7 073	0	7 073	16,962	2,933	0,231	3,830	1 694
2018-12-18	2018-12-19	2018-12-19	10161	10 161	0	10 161	17,356	2,933	0,236	3,830	2 475
2018-12-19	2018-12-20	2018-12-20	7363	7 363	0	7 363	16,802	2,933	0,229	3,830	1 752
2018-12-20	2018-12-21	2018-12-21	4962	4 962	0	4 962	17,594	2,933	0,239	3,830	1 220
2018-12-21	2018-12-22	2018-12-22	4223	4 223	0	4 223	16,332	2,933	0,222	3,830	985
2018-12-22	2018-12-23	2018-12-23	3457	3 457	0	3 457	16,332	2,933	0,222	3,830	806
2018-12-23	2018-12-24	2018-12-24	0	0	0	0	16,332	2,933	0,222	3,830	0
2018-12-24	2018-12-25	2018-12-25	0	0	0	0	16,332	2,933	0,222	3,830	0
2018-12-25	2018-12-26	2018-12-26	106	106	0	106	16,332	2,933	0,222	3,830	25
2018-12-26	2018-12-27	2018-12-27	845	845	0	845	15,435	2,933	0,210	3,830	189
2018-12-27	2018-12-28	2018-12-28	0	0	0	0	14,652	2,933	0,199	3,830	0
2018-12-28	2018-12-29	2018-12-29	0	0	0	0	14,652	2,933	0,199	3,830	0
2018-12-29	2018-12-30	2018-12-30	0	0	0	0	14,652	2,933	0,199	3,830	0
2018-12-30	2018-12-31	2018-12-31	0	0	0	0	14,652	2,933	0,199	3,830	0
2019-01-01	2019-01-01	2019-01-01	0	0	0	0	14,596	2,949	0,184		

Énergir, s.e.c.
Cause tarifaire 2019-2020, R-4076-2018

2019-01-11	2019-01-12	2019-01-12	0	0	0	0	13,020	2,949	0,164	3,830	0
2019-01-12	2019-01-13	2019-01-13	0	0	0	0	13,020	2,949	0,164	3,830	0
2019-01-13	2019-01-14	2019-01-14	0	0	0	0	13,020	2,949	0,164	3,830	0
2019-01-14	2019-01-15	2019-01-15	0	0	0	0	15,967	2,949	0,201	3,830	0
2019-01-15	2019-01-16	2019-01-16	0	79	79	79	16,386	2,949	0,206	3,830	19
2019-01-16	2019-01-17	2019-01-17	0	0	0	0	16,972	2,949	0,214	3,830	0
2019-01-17	2019-01-18	2019-01-18	0	792	792	792	16,542	2,949	0,208	3,830	186
2019-01-18	2019-01-19	2019-01-19	0	0	0	0	15,822	2,949	0,199	3,830	0
2019-01-19	2019-01-20	2019-01-20	0	0	0	0	15,822	2,949	0,199	3,830	0
2019-01-20	2019-01-21	2019-01-21	0	0	0	0	15,822	2,949	0,199	3,830	0
2019-01-21	2019-01-22	2019-01-22	0	0	0	0	15,822	2,949	0,199	3,830	0
2019-01-22	2019-01-23	2019-01-23	0	0	0	0	14,691	2,949	0,185	3,830	0
2019-01-23	2019-01-24	2019-01-24	0	0	0	0	14,716	2,949	0,185	3,830	0
2019-01-24	2019-01-25	2019-01-25	0	0	0	0	15,120	2,949	0,191	3,830	0
2019-01-25	2019-01-26	2019-01-26	0	0	0	0	14,677	2,949	0,185	3,830	0
2019-01-26	2019-01-27	2019-01-27	0	0	0	0	14,677	2,949	0,185	3,830	0
2019-01-27	2019-01-28	2019-01-28	0	0	0	0	14,677	2,949	0,185	3,830	0
2019-01-28	2019-01-29	2019-01-29	0	0	0	0	14,657	2,949	0,185	3,830	0
2019-01-29	2019-01-30	2019-01-30	0	0	0	0	14,487	2,949	0,183	3,830	0
2019-01-30	2019-01-31	2019-01-31	0	0	0	0	23,287	2,949	0,293	3,830	0

¹ Le producteur Ville de Saint-Hyacinthe a débuté ses nominations quotidiennes à compter du 15 janvier 2019. Avant cette date, Énergir considère que sa nomination quotidienne est égale à son injection.

**INITIATIVE D'APPROVISIONNEMENT
RESPONSABLE EN GAZ NATUREL**

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION.....	4
1 DÉMARCHE POUR L'INITIATIVE.....	5
1.1 Rencontres avec les producteurs gaziers	5
1.2 Collaboration avec l'Institut Pembina	5
1.2.1 Phase 1 : Évaluation des répercussions environnementales et sociales associées à la production du gaz naturel	6
1.2.2 Échange avec les parties prenantes d'Énergir	9
1.2.3 Phase 2 : Projet pilote d'évaluation des pratiques d'un producteur gazier	9
2 STRUCTURE DE L'INITIATIVE.....	10
2.1 Approche d'approvisionnement responsable préconisée	10
2.2 Volet 1 – Pratiques (Évaluation EO100™)	11
2.3 Volet 2 – Divulgence d'indicateurs clés.....	12
2.4 Révision des exigences de l'Initiative	12
2.5 Obtention et maintien du statut de producteur gazier éligible	13
3 L'ACHAT DE GAZ NATUREL PROVENANT DE PRODUCTEURS ÉLIGIBLES.....	13
3.1 Avantages procurés par l'Initiative aux producteurs éligibles	14
3.2 Coût projeté pour l'année tarifaire 2019-2020 de l'Initiative et récupération dans les tarifs.....	14
3.3 Reddition de compte au rapport annuel	16
4 CONCLUSION	16

LEXIQUE DES ABRÉVIATIONS

Énergir	Énergir, s.e.c.
EO	Equitable Origin
CDP	Carbon Disclosure Project
GRI	Global Reporting Initiative
ISEAL	International Social and Environmental Accreditation and Labelling Alliance
NGSC	Natural Gas Supply Collaborative
Régie	Régie de l'énergie
SASB	Sustainability Accounting Standards Board

INTRODUCTION

1 Énergir s'est donné comme mission première de répondre de manière de plus en plus durable
2 aux besoins énergétiques de ses clients et des communautés qui l'accueillent. Ainsi, l'entreprise
3 souhaite jouer un rôle de premier plan dans la transition énergétique et être un partenaire de
4 choix pour les collectivités dans la lutte aux émissions de gaz à effet de serre (GES).

5 Afin de contribuer davantage à réduire l'empreinte environnementale du produit qu'elle distribue
6 tout en répondant à la demande de sa clientèle, Énergir mise notamment sur le potentiel de la
7 filière du gaz naturel renouvelable (GNR) pour offrir une solution plus sobre en carbone et poursuit
8 son travail pour élargir l'offre de GNR et le rendre disponible au plus grand nombre possible de
9 clients, par l'intermédiaire de son réseau gazier.

10 Pour la portion de gaz naturel d'origine fossile distribuée au Québec, Énergir souhaite favoriser
11 des relations d'affaires avec des producteurs gaziers proactifs et responsables qui font preuve de
12 transparence en n'hésitant pas à partager publiquement les informations pertinentes à leurs
13 opérations.

14 **Pourquoi une initiative d'approvisionnement responsable en gaz naturel ?**

15 Énergir est sensible et partage la préoccupation de sa clientèle et de ses parties prenantes quant
16 à la provenance du gaz naturel qu'elle distribue, aux méthodes de production de même qu'à ses
17 impacts.

18 Depuis 2017, Énergir a effectué plusieurs démarches afin de mieux comprendre le cycle de vie
19 du gaz naturel, particulièrement au niveau de la phase de production. Ces démarches ont mené
20 à l'initiative d'approvisionnement responsable en gaz naturel (l'Initiative).

21 L'Initiative se veut l'un des moyens pour répondre aux préoccupations mentionnées plus haut et
22 ultimement, pour encourager les meilleures pratiques de production du gaz naturel distribué par
23 Énergir, contribuant à préserver – voire améliorer – par le fait même la pérennité des actifs utilisés
24 permettant de fournir un service public d'importance à un tarif juste.

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

1 1. S’approvisionner auprès de producteurs spécifiques afin d’assurer une meilleure
2 traçabilité de ses approvisionnements gaziers; et

3 2. S’approvisionner auprès de producteurs divulguant de l’information et qui auront
4 démontré l’adoption de pratiques ESG (environnementales, sociales et de gouvernance)
5 parmi les meilleures.

6 Cette démarche a permis de susciter des échanges constructifs avec plusieurs parties prenantes
7 pour développer une compréhension commune des enjeux à traiter avec l’Initiative. Elle a aussi
8 été l’occasion d’échanger avec des producteurs gaziers en Amérique du Nord qui sont soucieux
9 de comprendre les préoccupations d’Énergir et de ses parties prenantes.

1 DÉMARCHE POUR L’INITIATIVE

10 L’Initiative est née du fruit des échanges avec les parties prenantes qui souhaitaient qu’Énergir
11 puisse fournir plus d’information sur la provenance et les méthodes de production du gaz naturel
12 distribué au Québec. Ces discussions ont amené Énergir à travailler tant avec des producteurs
13 gaziers qu’avec l’Institut Pembina.

1.1 RENCONTRES AVEC LES PRODUCTEURS GAZIERS

14 Étant donné qu’Énergir n’est impliquée dans aucune activité d’exploration ou d’exploitation de
15 sites de production de gaz naturel, il demeurerait important de mieux comprendre les pratiques et
16 les réalités des producteurs gaziers.

17 Des rencontres d’échange et des visites sur le terrain, tant avec des producteurs canadiens que
18 des producteurs américains, ont été réalisées depuis l’année 2017 par l’équipe de travail
19 d’Énergir. Ces rencontres ont permis de constater que plusieurs producteurs sont sensibles aux
20 préoccupations des distributeurs gaziers, de leur clientèle et de leurs parties prenantes quant à
21 la provenance du gaz naturel qu’elle distribue, de même qu’à l’égard des méthodes de production
22 et de leurs impacts.

1.2 COLLABORATION AVEC L’INSTITUT PEMBINA

23 L’Institut Pembina est un organisme non gouvernemental fondé en Alberta qui promeut la
24 transition énergétique sobre en carbone du Canada et qui dispose d’une connaissance sur les

1 impacts du secteur de la production gazière de cette province. Forte d'une expertise sur les
2 politiques publiques et les meilleures pratiques dans le domaine de l'énergie, l'Institut Pembina a
3 conseillé Énergir dans le développement de critères et d'une méthode d'évaluation des pratiques
4 de production gazière. Ultiment, cette méthode d'évaluation aura comme utilité d'identifier les
5 producteurs gaziers prêts à partager de l'information sur leurs pratiques et leurs impacts ainsi
6 que les moyens mis en place pour mitiger ceux-ci, notamment sur les communautés et sur
7 l'environnement, ou encore en matière d'émissions de méthane.

8 La collaboration avec l'Institut Pembina s'est articulée en deux phases distinctes de travail, soit
9 l'évaluation des répercussions environnementales et sociales associées à la production de gaz
10 naturel ainsi que le projet pilote d'évaluation des pratiques d'un producteur gazier

1.2.1 Phase 1 : Évaluation des répercussions environnementales et sociales associées à la production du gaz naturel

11 Dans le cadre d'une première collaboration qui a débuté à l'hiver 2017, l'Institut Pembina
12 a identifié les principaux impacts environnementaux et sociaux associés à la production
13 de gaz naturel en Amérique du Nord.

14 Les enjeux identifiés par l'Institut Pembina ont été :

- 15 ․ Utilisation et demande en eau potable;
- 16 ․ Contamination des eaux de surface et nappes phréatiques;
- 17 ․ Polluants atmosphériques;
- 18 ․ Émissions de gaz à effet de serre et fuites fugitives;
- 19 ․ Répercussions sur le territoire et les communautés;
- 20 ․ Activités sismiques.

21 Méthodologies d'évaluation des pratiques des producteurs gaziers

22 L'Institut Pembina a aussi identifié les méthodologies d'évaluation existantes en Amérique
23 du Nord avec comme objectif de valider si celles-ci couvrent de manière exhaustive ou
24 non les enjeux et impacts préalablement identifiés.

1 Deux méthodologies d'évaluation ont été retenues, en fonction du fait que celles-ci étaient
2 gérées par des entités indépendantes. Celles ayant été développées par l'industrie elle-
3 même ont été considérées, mais ultimement ont été jugées comme créant une perception
4 de crédibilité moins grande pour un observateur externe que celles développées par des
5 tierces parties et donc n'ont pas fait l'objet d'une analyse plus détaillée. La première
6 méthodologie retenue, développée par la firme Independent Energy Standards (IES), qui
7 détient une expertise importante relativement aux meilleures pratiques pour produire du
8 gaz naturel, est connue comme la certification [Trustwell](#)¹. Il s'agit d'une méthodologie axée
9 sur l'analyse des risques opérationnels des sites de production en relation avec le milieu
10 d'implantation. IES a également développé une analyse technique de l'intégrité des puits
11 de production.

12 La deuxième méthode étudiée, a été la norme [EO100](#)^{TM2} pour les projets énergétiques
13 responsables et son addenda portant sur les « Shale Oil & Gas Operations » qui
14 constituent une norme globale de développement durable et un système d'assurance
15 intégrant un audit et des rapports indépendants. La norme EO100TM (ci-après
16 collectivement désignée comme la « norme EO100TM ») fait référence aux normes
17 internationales, y compris celles de la Banque Mondiale, de la IFC (Société Financière
18 Internationale) et de l'ISO, et elle est spécifiquement conçue pour les projets de
19 développement énergétique. Cette norme a été développée par Equitable Origin, un
20 organisme à but non lucratif avec une expertise en éthique d'entreprise, bonnes pratiques
21 en gouvernance et en développement de projets énergétiques dans des pays en voie de
22 développement et les pays d'OCDE. La norme EO100TM a été développée selon les
23 exigences strictes de l'alliance [ISEAL](#)³, une association mondiale regroupant plusieurs
24 normes reconnues en matière de développement durable dont la [Forest Stewardship
25 Council](#) (FSC)⁴ et la [Marine Stewardship Council](#) (MSC)⁵.

26 La norme EO100TM encourage l'amélioration continue par le respect des meilleures
27 pratiques et des exigences progressives en matière de gestion sociale et

¹ Méthodologie Trustwell de la firme Independent Energy Standards : <https://ies.co/trustwell/>

² Norme EO100TM de l'organisme Equitable Origin : <https://www.equitableorigin.org/eo100-for-responsible-energy/overview/>

³ ISEAL: <https://www.isealalliance.org/>

⁴ Norme FSC : <https://www.isealalliance.org/community-members/forest-stewardship-council-fsc>

⁵ Norme MSC : [Marine Stewardship Council](#)

1 environnementale, qui tiennent compte des impacts potentiels du développement
2 énergétique sur la gouvernance, la société et l'environnement.

3 Ces exigences constituent la base de la norme EO100™ et se regroupent en 5 grands
4 principes :

- 5 > Principe 1 : Gouvernance d'entreprise, transparence et éthique
- 6 > Principe 2 : Droits de l'homme, impact social et développement communautaire
- 7 > Principe 3 : Droits des peuples autochtones
- 8 > Principe 4 : Travail juste et conditions de travail
- 9 > Principe 5 : Changements climatiques, biodiversité et environnement

10 Ces principes englobent au-delà de 200 exigences de gestion avec trois différents niveaux
11 pouvant être atteints :

- 12 > Niveau PT1 : Pratiques conformes aux normes internationales et de l'industrie en
13 matière de politiques internes et de performance
- 14 > Niveau PT2 : Pratiques dépassant les normes internationales et les standards de
15 l'industrie les plus élevés pour les politiques et les pratiques opérationnelles
- 16 > Niveau PT3 : Pratiques faisant preuve de leadership et d'innovation dans la
17 responsabilité des entreprises

18 Les pratiques exigées au niveau PT1 sont non seulement alignées avec les
19 réglementations canadienne et américaine applicables, mais sont dans certains cas plus
20 exigeantes que celles-ci notamment en matière de relations avec les Premières Nations
21 et en matière de gestion de la biodiversité. Pour éviter toute confusion, mentionnons que
22 l'un des objectifs de la norme EO100™ n'est pas le respect de ces réglementations - volet
23 assuré par les divers régulateurs et/ou paliers de gouvernement - mais plutôt de constater
24 la présence de pratiques de gestion permettant de rapporter adéquatement le respect des
25 diverses réglementations et standards internationaux.

1 Quant aux niveaux PT2 et PT3, ils reflètent généralement des solutions jugées innovantes
2 jumelées à un défi de développement durable, ou l'extension volontaire de la
3 responsabilité d'un opérateur au-delà des limites du projet.

4 Sur la base des exigences précédemment identifiées, la norme EO100™ est la plus
5 complète en termes d'exigences environnementales, sociales et de gouvernance (ESG),
6 la seule norme existante de ce type conçue spécifiquement pour le développement
7 énergétique, et se distingue par son exigence de vérification au moyen d'un audit externe
8 indépendant. Les parties prenantes consultées partagent cette conclusion.

1.2.2 Échange avec les parties prenantes d'Énergir

9 À la suite de cette collaboration avec l'Institut Pembina sur les impacts de la production
10 gazière et les méthodes d'évaluation de ceux-ci, Énergir a validé son approche auprès de
11 différentes parties prenantes.

12 Ces échanges ont permis de bonifier tant la démarche au niveau des impacts à considérer
13 que les critères et la méthode d'évaluation.

14 Par la suite, il a été décidé de procéder à un projet pilote avec un producteur volontaire
15 afin de faire l'essai de cette norme.

1.2.3 Phase 2 : Projet pilote d'évaluation des pratiques d'un producteur gazier

16 Au printemps 2018, Énergir a mis sur pied un projet pilote afin de valider les critères et la
17 méthode d'évaluation.

18 Ce projet a nécessité la collaboration de plusieurs groupes dont un producteur gazier actif
19 dans l'Ouest canadien, les évaluateurs provenant de l'organisme Equitable Origin,
20 l'Institut Pembina en tant qu'observateur qui avait comme mandat de représenter les
21 intérêts des parties prenantes d'Énergir et finalement Énergir qui a assuré la gestion du
22 projet pilote.

23 Les objectifs de ce projet pilote étaient de collaborer avec un producteur reconnu pour
24 son engagement et sa démarche de développement durable afin de procéder à une

1 évaluation sur le terrain des pratiques de celui-ci à l'aide de différentes méthodes et
2 d'évaluer celles-ci. Énergir voulait également déterminer les meilleures façons de
3 communiquer la performance environnementale et sociale.

4 Plusieurs opportunités d'améliorations ont été identifiées pour bonifier le processus
5 d'évaluation. Au final, le projet pilote aura permis de mettre en œuvre une méthodologie
6 d'évaluation et ensuite d'identifier les pistes d'amélioration nécessaires pour un
7 déploiement à plus grande échelle dans le cadre de l'Initiative.

2 STRUCTURE DE L'INITIATIVE

8 Cette section détaille la structure ainsi que les composantes de l'Initiative qu'Énergir souhaite
9 implanter.

2.1 APPROCHE D'APPROVISIONNEMENT RESPONSABLE PRÉCONISÉE

10 L'objectif à court terme visé par l'Initiative est de favoriser davantage la transparence et d'établir
11 un dialogue constructif à travers la chaîne de valeur du gaz naturel entre les producteurs gaziers,
12 Énergir, qui distribue celui-ci à ses clients au Québec, et ses parties prenantes. Dans l'immédiat,
13 le but est de pouvoir augmenter le niveau de divulgation et de démystifier les impacts reliés à la
14 production du gaz naturel afin de permettre des achats responsables de gaz naturel, mais aussi
15 d'informer de manière juste et crédible l'ensemble des parties prenantes intéressées. Énergir
16 souligne qu'elle ne prétend pas que la première mouture de l'Initiative vise principalement
17 l'obtention directe de bénéfices environnementaux. Énergir est toutefois convaincue que les
18 producteurs intéressés par l'Initiative seront parmi les leaders en termes de développement
19 durable et qu'indirectement, il en découlera donc des bénéfices environnementaux.

20 À plus long terme, une fois l'information disponible et avec un certain nombre de producteurs
21 participants, des éléments de performance pourront être intégrés à l'Initiative afin de favoriser les
22 producteurs ayant des impacts moindres.

23 À la suite du projet pilote qui a permis de tester une méthode évaluant plusieurs critères, Énergir
24 propose une initiative d'approvisionnement responsable en gaz naturel à deux volets :

25 Volet 1 – Pratiques - Évaluation du producteur selon la norme EO100™.

1 Le producteur devra passer à travers les étapes du processus, soit l'auto-évaluation et la
2 vérification par un auditeur externe du respect des exigences de la norme EO100™.

3 Volet 2 – Indicateurs clés – Divulgarion par le producteur d'une série d'indicateurs clés.

4 Cette divulgation d'indicateurs clés favorisera la transparence et permettra de colliger des
5 informations sur les opérations du producteur validées par un tiers dans l'optique de les
6 divulguer. Ces indicateurs clés compléteront l'évaluation sur les pratiques de gestion qui
7 est effectuée dans le cadre de la norme EO100™.

8 Une fois ces étapes franchies par le producteur et les informations reçues par l'équipe
9 d'Énergir, le producteur participant fera partie d'une liste de producteurs éligibles à
10 l'Initiative.

2.2 VOLET 1 – PRATIQUES (ÉVALUATION EO100™)

11 Pour la phase d'évaluation des pratiques du producteur selon la norme EO100™, le recours à
12 une évaluation externe sera nécessaire et l'évaluation sera effectuée par un organisme tiers, sans
13 lien avec le producteur ou Énergir. Cette évaluation se fera aux frais du producteur.

14 Le processus d'évaluation se fera en deux temps :

15 (1) une auto-évaluation qui sera faite par le producteur à l'aide d'un questionnaire préparé
16 par l'auditeur externe;

17 (2) une vérification du respect des exigences de la norme EO100™. Cette vérification sera
18 composée d'une série d'entrevues entre l'auditeur externe, des consultants qualifiés et
19 formés par Equitable Origin et les dirigeants du producteur de même que des visites de
20 sites de production choisis par l'auditeur externe qui permettront d'évaluer le producteur
21 en fonction des éléments prévus dans la norme EO100™;

22 Un rapport écrit préparé par l'auditeur externe sera disponible pour le public dans la mesure où
23 les pratiques du producteur sont conformes avec le niveau PT1 de la norme EO100™.

2.3 VOLET 2 – DIVULGATION D'INDICATEURS CLÉS

1 En sus du processus d'évaluation, l'Initiative comprend un deuxième volet exigeant pour le
2 producteur de divulguer des indicateurs clés. Ceux-ci représentent et tiennent compte des
3 préoccupations des parties prenantes et englobent les questions d'intérêt entourant la production
4 et l'extraction de gaz naturel en Amérique du Nord.

5 Ces indicateurs clés sont alignés avec les référentiels existants comme le [Natural Gas Supply](#)
6 [Collaborative](#) (NGSC)⁶, le [Sustainability Accounting Standards Board](#) (SASB)⁷, la [Global](#)
7 [Reporting Initiative](#) (GRI)⁸ ou le [Carbon Disclosure Project](#) (CDP)⁹. Voici les indicateurs clés
8 qu'Énergir demandera aux producteurs de divulguer :

- 9 ‣ Intensité de production de méthane (méthane émis par volume de production, ou
10 taux de fuite);
- 11 ‣ Intensité des émissions de gaz à effet de serre (GES) de l'exploitation;
- 12 ‣ Intensité d'utilisation d'eau de l'opération (volume d'eau douce utilisé par volume
13 de production);
- 14 ‣ Pourcentage d'eau recyclée;
- 15 ‣ Pourcentage de terrains aménagés sur les baux de l'entreprise;
- 16 ‣ Superficie d'utilisation des sols par volume de production de gaz naturel.

17 Le producteur deviendra éligible à l'Initiative dès lors qu'il rencontrera les exigences de la norme
18 EO100™ et qu'il divulguera les indicateurs clés. Énergir pourra s'entendre contractuellement avec
19 lui, incluant les avantages qui sont plus amplement exposés ci-après.

2.4 RÉVISION DES EXIGENCES DE L'INITIATIVE

20 L'approche d'Énergir vise à encourager la participation, la transparence et l'engagement des
21 producteurs envers l'amélioration continue de leurs pratiques responsables. Énergir veillera donc
22 à maintenir des échanges constructifs avec les producteurs sur les particularités de leurs
23 pratiques d'affaires et à veiller à ce que l'Initiative demeure pertinente dans un contexte visant à

⁶ Natural Gas Supply Collaborative : <https://www.mjbradley.com/content/natural-gas-supply-collaborative-0>

⁷ Sustainability Accounting Standards Board : <https://www.sasb.org/>

⁸ Global Reporting Initiative : <https://www.globalreporting.org/>

⁹ Carbon Disclosure Project : <https://www.cdp.net/fr>

1 reconnaître les meilleures pratiques de l'industrie en matière de gouvernance, d'environnement
2 et de société.

3 Énergir prévoit pour le moment conserver les exigences de cette première mouture de l'Initiative
4 pour une période d'environ quatre (4) ans, soit jusqu'au 31 mars 2023. Début 2021, Énergir
5 effectuera une réflexion sur les éléments qui constituent l'Initiative avec comme objectif de
6 communiquer au début 2022 aux producteurs les nouveaux éléments auxquels ils devront se
7 conformer, le cas échéant, dans le cadre de la deuxième mouture de l'Initiative qui débutera le
8 1^{er} avril 2023. Cette réflexion se fera en consultation avec les parties prenantes d'Énergir et les
9 producteurs gaziers éligibles.

2.5 OBTENTION ET MAINTIEN DU STATUT DE PRODUCTEUR GAZIER ÉLIGIBLE

10 Comme mentionné précédemment, le producteur devra remplir un questionnaire d'auto-
11 évaluation et se soumettre à une évaluation par un auditeur externe selon la norme EO100™ et
12 atteindre le niveau PT1 des exigences de gestion. Le producteur devra également divulguer un
13 certain nombre d'indicateurs clés pour obtenir le statut de producteur éligible.

14 Une fois les conditions et exigences rencontrées, Énergir pourra décerner au producteur
15 participant le statut de producteur gazier éligible. Cette reconnaissance sera valide jusqu'à la fin
16 de la période de quatre (4) ans. Cette éligibilité permettra au producteur de participer à un
17 processus d'achats qui sera plus amplement décrit à la section 3.

18 Annuellement, le producteur devra fournir une déclaration écrite attestant qu'il continue à
19 atteindre le niveau PT1 de la norme EO100™. Énergir se réservera le droit d'effectuer des
20 vérifications plus approfondies en tout temps voire, de retirer un producteur de sa liste de
21 producteurs éligibles.

3 L'ACHAT DE GAZ NATUREL PROVENANT DE PRODUCTEURS ÉLIGIBLES

22 À l'heure actuelle, Énergir achète de la molécule en fonction d'un certain nombre de critères :
23 prix, solvabilité, diversification des fournisseurs et expérience passée. Dans le cadre de l'Initiative,
24 Énergir continuera d'utiliser ces critères.

3.1 AVANTAGES PROCURÉS PAR L'INITIATIVE AUX PRODUCTEURS ÉLIGIBLES

1 Pour l'année 2019-2020, Énergir entend effectuer une portion de ses achats de gaz de réseau
2 auprès d'un ou de producteurs éligibles. Leur nombre étant nécessairement moins grand que le
3 nombre de producteurs ne participant pas à l'Initiative, le ou les producteurs éligibles auront un
4 meilleur accès au marché que constitue le territoire d'Énergir. Le statut de producteur éligible
5 permettra à un producteur de se trouver dans un groupe restreint de producteurs et donc
6 d'augmenter ses chances de présenter l'offre la plus intéressante. Ceci est le principal avantage
7 que confère l'Initiative. En effet, dans le contexte actuel d'une offre très abondante, d'avoir un
8 accès privilégié à un marché est un atout indéniable.

9 Par ailleurs, afin d'être en mesure de divulguer l'information requise par l'Initiative, les producteurs
10 éligibles auront mis en place des pratiques et des processus précis qui sont documentés, audités
11 et transparents, ce qui fait en sorte qu'ils figurent parmi les plus proactifs de leur industrie. De cet
12 état de fait découle la possibilité que les producteurs éligibles puissent obtenir une prime par
13 rapport à la valeur du gaz naturel sur le marché « traditionnel ». Ils pourraient donc être en mesure
14 de mieux valoriser le gaz naturel qu'ils produisent. Il s'agit d'un autre avantage important.

3.2 COÛT PROJETÉ POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2019-2020 DE L'INITIATIVE ET RÉCUPÉRATION DANS LES TARIFS

15 La fourniture est une composante importante de la facture des clients d'Énergir. Elle privilégiera
16 donc une approche « à petits pas » afin de ne pas provoquer une hausse significative du tarif du
17 gaz de réseau en procédant à des achats responsables de gaz naturel.

1 Énergir a estimé que l'approche préconisée pour l'année 2019-2020 pourrait l'amener à verser à
2 un ou des producteurs éligibles environ [REDACTED] à titre de prime pour un volume d'environ 15 Bcf
3 (soit un peu moins que 20 % de ses achats annuels de gaz de réseau). Cette estimation est
4 basée sur les hypothèses suivantes :

- 5 • un seul producteur serait éligible pour l'année 2019-2020;
- 6 • Énergir lui achèterait l'équivalent de 40 000 GJ/j durant toute l'année;
- 7 • la prime serait d'environ [REDACTED]¹⁰.

8 Considérant que les achats de gaz de réseau se sont élevés à environ 260 M\$ en moyenne sur
9 les 3 dernières années, pour l'année tarifaire 2019-2020, la prime de [REDACTED] signifierait une
10 hausse de moins de [REDACTED] des coûts des achats totaux de gaz naturel. Évalué sur la facture d'un
11 client résidentiel type, l'impact est de moins de 2 \$/an ou environ 0,11 % d'augmentation de sa
12 facture totale.

13 Énergir inclura les coûts de la prime dans les coûts à récupérer par l'intermédiaire du tarif de
14 fourniture qui s'applique aux clients qui sont en gaz de réseau. Il apparaît plus approprié pour
15 Énergir de récupérer les coûts de la prime de cette façon puisque les clients en achat direct
16 achètent leur propre molécule. Cela dit, il est à noter qu'Énergir mettra la liste des producteurs
17 éligibles à la disposition de tous ses clients en achat direct pour leur permettre de contracter
18 auprès d'eux s'ils le désirent.

19 En cours d'année, Énergir suivra de près les coûts en lien avec la prime pour les achats
20 responsables de gaz naturel. Pour l'année 2019-2020, elle se fixe comme objectif de ne pas
21 dépasser le montant de [REDACTED]. Une fois que les coûts réels relatifs à la prime auront atteint cette
22 somme, Énergir n'effectuera des achats de gaz que selon l'approche « traditionnelle ». Pour
23 l'année 2020-2021 et les suivantes, Énergir effectuera une nouvelle estimation lors de la
24 préparation de la cause tarifaire pertinente et ce, dans le cadre du plan d'approvisionnement
25 gazier.

¹⁰ Énergir a eu connaissance de deux transactions d'achat sur le marché nord-américain visant du gaz naturel produit par des méthodes ayant fait l'objet d'analyses dans une perspective de développement durable. L'une de ces transactions s'est faite avec une prime d'un tel montant, ce qui donne une idée de l'ordre de grandeur de ce qu'un producteur éligible pourrait tenter d'obtenir lors de la vente de son gaz naturel.

3.3 REDDITION DE COMPTE AU RAPPORT ANNUEL

1 Énergir s'engage à effectuer une reddition de compte dans le cadre du rapport annuel à l'égard
2 des achats effectués en vertu de l'Initiative.

4 CONCLUSION

3 Énergir propose de mettre sur pied une initiative d'approvisionnement responsable en gaz
4 naturel. Cette initiative a pour objectif de permettre une meilleure traçabilité des
5 approvisionnements gaziers et de s'approvisionner de façon responsable auprès de producteurs
6 prêts à divulguer des informations sur les pratiques qu'ils emploient dans le cadre de leurs
7 opérations.

8 L'Initiative a été développée sur une période de deux ans, en consultation et en collaboration
9 avec une multitude de parties prenantes provenant d'horizons variés. Elle est constituée de 2
10 volets : un premier qui consiste en une évaluation des pratiques du producteur selon la norme
11 EO100™ et un second consistant en la divulgation de plusieurs indicateurs clés pertinents.

12 Les producteurs éligibles bénéficieront d'un meilleur accès au marché du territoire d'Énergir et
13 pourront possiblement obtenir une valeur ajoutée pour le gaz naturel qu'ils produisent en échange
14 de la divulgation des informations relatives à leurs opérations. Cela dit, Énergir étant soucieuse
15 du prix du gaz naturel qu'elle achète pour ses clients, elle privilégiera une approche « à petits
16 pas » afin de ne pas provoquer une hausse significative du tarif du gaz de réseau.