
**DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE
MODIFICATION DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF D'ÉNERGIR,
S.E.C., À COMPTER DU 1ER OCTOBRE 2023**

DOSSIER R-4213-2022 phase 2

VISION À LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER

Question 1

Références:

- (i) B-0051, pp. 26 et 27
- (ii) <https://www.economie.gouv.qc.ca/bibliotheques/conformite/autorisation-projet-electrique/criteres-hydrogene>

Préambule :

(i)

« Concernant l'hydrogène, on estime qu'environ 10 millions de tonnes métriques sont actuellement produites aux États-Unis, essentiellement de l'hydrogène produit selon le processus de reformage à la vapeur. L'administration fédérale américaine souhaite élever la production d'hydrogène « propre » à la hauteur de 50 millions de tonnes métriques d'ici 2050, par le biais de carrefours de production. Or actuellement, plusieurs distributeurs gaziers sont à analyser la capacité de leur réseau gazier d'accueillir des volumes d'hydrogène. Certains ont proposé des cibles d'injections d'ici quelques années. Des producteurs électriques ont aussi pour leur part annoncé soit des projets pilotes d'injection ou la signature de contrats avec des tiers pour la production d'électricité en utilisant une part d'hydrogène. Peu de données agrégées sont disponibles. »

(ii)

« L'injection d'hydrogène dans le réseau gazier ne constitue pas un secteur prioritaire. Toutefois, la valorisation de l'hydrogène qui est généré comme sous-produit industriel (hydrogène fatal) peut être admise à cette fin. »

Questions :

- 1.1 Relativement à la référence (i), veuillez identifier les distributeurs gaziers connus d'Énergir qui sont à analyser la capacité de leur réseau gazier d'accueillir des volumes d'hydrogène et, le cas échéant, les cibles d'injections proposées.

- 1.2 Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer si, à la connaissance d'Énergir, il existe des sources d'hydrogène fatal à proximité de son réseau et, le cas échéant, si les contraintes d'hydraulicité à proximité permettraient l'injection de cet hydrogène dans le réseau.

DEMANDE DE GSR

Question 2

Références:

- (i) B-0059, p. 1
- (ii) <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/avis-spede-20230228.pdf>
- (iii) B-0051, p. 30
- (iv) B-0051, p. 33
- (v) B-0051, p. 34
- (vi) B-0051, p. 35
- (vii) B-0052, p. 38
- (viii) B-0052, p. 11, tableau 8

(iii)

« En décembre 2022, l'EPA proposait un important relèvement des volumes cibles de biocarburants celluloseux, en raison de la mise en place de modalités, permettant aux volumes de biogaz ou de GNR destinés à la production électrique d'alimenter les véhicules de transport légers et de générer des RIN et des electric RIN (eRin). Selon ces propositions, le volume visé de carburants celluloseux – donc de RIN D3 – serait multiplié par trois à l'horizon 2025. Sous réserve des volumes finaux et des mécanismes d'ajustement attendus au début de l'été 2023, il apparaît néanmoins certain que ces volumes se traduiront par une augmentation appréciable de la demande de GNR ou de biogaz dans le cas de la production électrique. La production de GNR ou de biogaz devrait s'accroître pour satisfaire cette demande et la valeur du RIN D3 pourrait alors s'élever pour stimuler cette production. Depuis le début de 2023, la valeur du RIN D3 évolue dans une fourchette de 25 \$US/MMBtu à 30 \$US/MMBtu. »

(iv)

« L'an dernier, la Californie a amorcé la révision quinquennale de son programme et devrait annoncer des modifications incluant un durcissement des cibles de réduction des GES à l'horizon 2030. Ces éventuels changements devraient se traduire par un relèvement de la valeur du crédit LCFS en Californie. »

(v)

« Selon les données actuelles, on obtient une valorisation hypothétique de plus de 36 \$US/MMBtu ou environ 46 \$/GJ. »

(vi)

« Le marché des biogaz et du GSR est en pleine expansion. Les volumes produits sont en hausse et la valeur potentielle des unités augmente également. Il existe de nombreux programmes gouvernementaux qui donnent une valeur au biogaz et au GSR lorsqu'ils sont destinés au transport ou à la production électrique. Ces programmes se superposent parfois ou sont autrement en compétition. Quoi qu'il en soit, les objectifs de décarbonation de ces nombreux programmes pour valoriser ces énergies renouvelables créent un engouement pour la ressource, et une très forte compétition entre ceux qui souhaitent l'acquérir. »

(vii)

« Pour faire suite aux efforts de commercialisation du GSR, la demande volontaire pour le GSR est en croissance sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2024-2027. Ainsi, il est prévu que la consommation volontaire de GSR passera de 123,6 106 m³ en 2023-2024 à 278,5 106 m³ en 2026-2027. »

Questions :

- 2.1 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer quel est le coût moyen des approvisionnements en GSR ayant été utilisé pour les fins de la prévision des achats volontaires de GSR (« gaz de réseau GSR ») pour chacune des années du plan. Veuillez réconcilier l'utilisation de ce coût moyen avec vos anticipations de hausse de prix du GNR sur le marché nord-américain (iii à vi), considérant qu'une part importante des approvisionnements relève de contrats non signés, notamment en 2025-2026 et 2026-2027.
- 2.2 Veuillez indiquer si la révision annoncée à la référence (ii) a été prise en compte dans l'établissement du prix anticipé du SPEDE (viii).
- 2.3 Veuillez indiquer si la prévision des ventes volontaires de GSR prend en compte la mise en application du nouveau programme PED. Si oui, veuillez indiquer la part des ventes qui est associée à ce programme sur l'horizon du plan. Sinon, veuillez inclure l'impact sur l'horizon du plan.

POSITION CONCURRENTIELLE ET VENTES

Question 3

Références:

- (i) B-0052, p. 14, tableau 11
- (ii) R-4177-2021, B-0178, p. 14, tableau 11
- (iii) B-0076, p. 14
- (iv) B-0052, p. 15, tableau 12
- (v) B-0052, p. 26, tableau 17
- (vi) B-0052, p. 25
- (vii) B-0054, p. 25

Préambule:

(i)

Tableau 11
Situation concurrentielle projetée de 2023-2024 à 2026-2027
Marché résidentiel (chauffage)
(Gaz naturel = 100)

	Unifamiliale, duplex, triplex (UDT)			Multihabitations	
	Petite taille	Taille moyenne	Grande taille	6 unités	13 unités
Volume annuel	1 010 m ³	1 955 m ³	2 914 m ³	7 897 m ³	15 000 m ³
2023-2024					
Électricité efficace	63	73	76	N/A	N/A
Électricité standard	78	94	102	90	135
Biénergie efficace	76	71	68	N/A	N/A
Biénergie standard	82	79	77	75	74
2024-2025					
Électricité efficace	63	72	75	N/A	N/A
Électricité standard	78	94	101	88	130
Biénergie efficace	75	70	67	N/A	N/A
Biénergie standard	82	79	77	74	72
2025-2026					
Électricité efficace	63	72	75	N/A	N/A
Électricité standard	78	93	100	86	127
Biénergie efficace	75	70	67	N/A	N/A
Biénergie standard	82	78	76	73	71
2026-2027					
Électricité efficace	62	71	74	N/A	N/A
Électricité standard	77	92	99	85	123
Biénergie efficace	75	70	67	N/A	N/A
Biénergie standard	82	78	76	72	70

(ii)

Tableau 11
Situation concurrentielle projetée de 2022-2023 à 2025-2026
Marché résidentiel (chauffage)

(Gaz naturel = 100)		Nouvelle construction Équipements récents et plus efficaces	Construction existante Équipements récents et plus efficaces	Construction existante Équipements âgés et moins efficaces
Vol. an. de chauf.		1 417 m ³	2 151 m ³	2 674 m ³
1	2022-2023			
2	Mazout n° 2	173	186	175
3	Électricité	117	131	108
4	2023-2024			
5	Mazout n° 2	166	179	168
6	Électricité	119	133	110
7	2024-2025			
8	Mazout n° 2	161	173	162
9	Électricité	120	134	111
10	2025-2026			
11	Mazout n° 2	156	168	158
12	Électricité	116	130	108

(vi)

« À compter de 2025-2026, deux nouveaux clients du secteur de la métallurgie amèneront une hausse de 201,0 10⁶m³ au tarif D4, expliquant ainsi l'augmentation importante des livraisons en 2025-2026 et 2026-2027 par rapport aux années précédentes.

(vii)

« En effet, au moment de la rédaction du plan d'approvisionnement, un projet répond aux critères d'établissement de la marge excédentaire présentés lors de la Cause tarifaire 2019-2020 et dont la Régie a pris acte dans sa décision D-2019-141 (paragr. 189). Ce projet prévoit des volumes de 27 10³m³/jour en 2023-2024 et 36 10³m³/jour pour les trois années suivantes. Si le projet se réalisait en 2023-2024, il serait intégré dans la prévision 0-12, serait inclus dans la demande continue et des outils pourraient être contractés, selon le résultat du calcul des besoins de pointe et de l'hiver extrême à ce moment-là. Pour les années subséquentes, Énergir dispose des outils nécessaires pour couvrir le besoin généré par ce projet.

Questions :

- 3.1 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer si le scénario de référence représente :
 - 3.1.1 une nouvelle construction ou une construction existante;
 - 3.1.2 des équipements récents et plus efficaces ou des équipements plus âgés et moins efficaces.
- 3.2 Veuillez indiquer l'efficacité des systèmes retenue pour les fins des calculs et justifier cette efficacité.
- 3.3 Veuillez expliquer la détérioration de la position concurrentielle du gaz naturel, laquelle était, depuis de nombreuses années, favorable face à l'électricité (ii) et qui, au présent dossier, devient défavorable dans presque tous les cas de figure et notamment face à l'électricité standard (i). Veuillez identifier les principaux paramètres qui sont à l'origine de cette évolution et indiquer la valeur de ces paramètres au dossier précédent et au présent dossier.
- 3.4 Veuillez confirmer que les situations concurrentielles présentées au tableau 11 (i) reflètent l'usage de gaz naturel de source fossile (GSF). Dans l'affirmative, veuillez présenter un tableau équivalent reflétant la situation concurrentielle pour des clients consommations 100% de GSR conformément à la demande qui sera traitée en phase 3 (iii).
- 3.5 Veuillez confirmer que les situations concurrentielles présentées au tableau 12 (iv) reflètent l'usage de gaz naturel de source fossile (GSF). Dans l'affirmative, veuillez présenter un tableau équivalent reflétant la situation concurrentielle pour des clients consommations 100% de GSR conformément à la demande qui sera traitée en phase 3 (iii).
- 3.6 Veuillez indiquer si la prévision des ventes PMD (v) intègre l'effet de la proposition d'Énergir de ne desservir que les nouveaux raccordements qui consomment 100% de GSR à partir du printemps 2024. Sinon, veuillez quantifier l'impact de cette politique sur les ajouts de clients en 2023-2024 et produire l'équivalent du tableau 17 (v) reflétant cette réalité sur l'horizon du plan.
- 3.7 Veuillez indiquer la probabilité de réalisation (vii) des deux projets mentionnés en (vi) et leur impact sur le besoin de la journée de pointe en 2025-2026 et 2026-2027.

OUTILS D'APPROVISIONNEMENT

Question 4

Références:

- (i) B-0054, p. 7
- (ii) B-0054, p. 8
- (iii) R-4177-2021, B-0184, réponse 3.1 et 3.2
- (iv) B-0051, p. 13
- (v) D-2022-098, paragraphes 77
- (vi) B-0054, p. 24, tableau 5
- (vii) B-0054, Annexe 5

Préambule:

(i)

« Pour l'année 2023-2024, l'équilibre est presque atteint en prévision entre les besoins en pointe et les outils disponibles pour y répondre. Pour combler le léger écart, un service de pointe est prévu pour répondre à d'éventuels besoins de la première année du plan d'approvisionnement. »

(ii)

« Cependant, pour combler les besoins réels pour l'année 2023-2024, Énergir pourrait tenter de conclure une entente particulière pour un service de pointe, comme celle soumise et approuvée dans la Cause tarifaire 2022-2023, dans le cas où les coûts négociés seraient plus avantageux que les autres alternatives. »

(iii)

«

SERVICE DE POINTE

3. Référence : B-0140, page 25, lignes 4 à 18.

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

Étant donné l'hiver froid de 2021-2022 et le resserrement des conditions de marché anticipées pour l'hiver 2022-2023, Énergir anticipe que le service de pointe ne permettra pas de couvrir l'ensemble du déficit pour l'année 2022-2023. Ainsi, une capacité de transport de $496 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ doit également être achetée sur le marché secondaire FTSH de décembre 2022 à mars 2023, à un coût estimé de $4,71 \text{ } \$/\text{GJ}$. »
(Nous soulignons)

Demandes :

3.1 Veuillez expliquer pourquoi Énergir ne prévoit-elle pas contracter un outil de pointe pour plus de $1 \text{ } 715 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ de fourniture directement sur le territoire d'Énergir, tel qu'indiqué à la référence. En d'autres mots, veuillez démontrer que la valeur de $1 \text{ } 715 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ est un maximum.

Réponse : Les conditions du marché secondaire (sans marché fluide) peuvent changer dans le temps. Au moment du dépôt de la Cause tarifaire 2022-2023, la capacité de $1 \text{ } 715 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ représentait le maximum qu'Énergir estimait être en mesure d'aller chercher sur le marché secondaire. Cependant, comme indiqué par Énergir, il était déjà anticipé qu'une capacité inférieure aux $1 \text{ } 715 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ serait disponible sur le marché.

3.2 Veuillez expliquer en quoi l'hiver froid de 2021-2022 influence-t-il l'anticipation d'Énergir, citée à la référence, selon laquelle le service de pointe ne permettra pas de couvrir l'ensemble du déficit pour l'année 2022-2023.

Réponse : L'hiver froid de 2021-2022 a fait en sorte que les prix des marchés connexes à celui d'Énergir (par exemple, celui du Nord-Est américain) ont été élevés et soutenus pendant l'hiver. Cette situation, combinée à une expectative de niveaux d'entreposage plus bas à la suite de l'hiver froid laisse croire à Énergir que le service de pointe sera plus difficile d'accès puisque les fournisseurs trouveront des occasions d'optimiser leurs outils différemment et à de meilleures conditions financières (que le service de pointe). »

(iv)

« Pour l'ensemble des États-Unis, les entreposages de gaz naturel totalisent 2030 Bcf au début de mars 2023, soit une hausse de 32 % par rapport au niveau de 2022 et de 21 % par rapport à la moyenne des 5 dernières années. Les températures moins froides ont un effet sur les prix à court terme, alors que les entreposages ont un effet sur les prix à terme, notamment ceux de l'hiver 2023-2024. »

(v)

« [77] En ce qui a trait à la fonctionnalisation des revenus découlant des transactions de cession FTSH/M12 reliées aux services de pointe, la Régie ne retient pas la recommandation de la FCEI de fonctionnaliser les bénéfices aux services de pointe en équilibre. La Régie considère que la répartition des revenus fixée au dossier tarifaire 2020-2021 est conforme à la méthode de fonctionnalisation des outils en transport et en équilibre approuvée par la décision D-2021-109. »

Questions :

- 4.1 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer si Énergir a vérifié la disponibilité de service de pointe au-delà des $161\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ nécessaire pour combler le déficit d'approvisionnement et indiquer de combien est cette disponibilité. Si cette vérification n'a pas été faite, veuillez indiquer pourquoi.
- 4.2 Si Énergir anticipe que la disponibilité n'excèdera pas $161\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$, veuillez expliquer pourquoi, considérant notamment le haut niveau de gaz en entreposage (iv) et les explications données à la référence (iii).
- 4.3 Veuillez indiquer si Énergir a fait des démarches pour obtenir du service de pointe additionnel au 0/12 2022-2023 et, si oui, quelle était la quantité disponible.
- 4.4 Veuillez indiquer si, selon Énergir, le niveau d'achat de service de pointe prévu au plan optimise le coût du plan d'approvisionnement. Le cas échéant, veuillez déposer les analyses économiques démontrant cette optimalité.
- 4.5 Veuillez confirmer que le coût fixe du service de pointe est inférieur à la valeur de revente du transport sur le marché secondaire.
- 4.6 Relativement à la référence (ii) et considérant la référence (v) ainsi que ses conséquences sur la fonctionnalisation des revenus de revente, veuillez justifier de ne pas prévoir l'acquisition de capacité de service de pointe au-delà des $161\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ et la revente de transport sur le marché secondaire au plan lorsqu'il peut raisonnablement être anticipé que cette capacité sera disponible à un prix avantageux. Veuillez confirmer que le choix de prévoir ou non une telle transaction a un impact direct sur le partage des coûts entre les services de transport et d'équilibrage.
- 4.7 Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI à l'effet que, dans ces circonstances et pour des raisons d'équité tarifaire, Énergir juge important de faire la meilleure prévision possible de son portefeuille d'approvisionnement à la cause tarifaire.
- 4.8 À titre indicatif, veuillez comparer le coût du plan d'approvisionnement avec celui d'un plan d'approvisionnement incluant $500\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ et une revente de transport a priori de $339\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ selon le prix anticipé pour le service de pointe et la valeur actuelle du transport 2023-2024 sur le marché secondaire.
- 4.9 Veuillez déposer l'ordonnancement des outils d'approvisionnement de la référence (vi) en mode planification.
- 4.10 Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI à l'effet que plus grande est la quantité de transport annuel remplacée par du service de pointe, plus grande est la probabilité d'interrompre la liquéfaction à l'usine LSR et d'épuiser le GNL de l'activité réglementée en entreposage.

- 4.11 Veuillez indiquer si, une fois les outils du plan d'approvisionnement 4/8 établis, le niveau de réservation d'entreposage de GM GNL peut contraindre les possibilités pour Énergir d'optimiser le plan 0/12.
- 4.12 Relativement à la ligne 29 de la référence (vii), veuillez réconcilier les colonnes 1 à 12 avec les colonnes 13 à 15.

FLEXIBILITÉ OPÉRATIONNELLE

Question 5

Références:

- (i) B-0054, p. 12
(ii) B-0054, p. 15

Préambule :

(i)

« Les besoins d'équilibrage en cours de journée gazière sont, quant à eux, comblés en utilisant le site d'entreposage souterrain situé à Dawn, au sud de l'Ontario. Ce site d'entreposage est un outil très flexible en termes de débit de gaz journalier. Il permet une modulation des besoins de gaz en cours de journée gazière par ses diverses fenêtres de nominations, notamment les fenêtres STS, et est le seul outil qui permet de les utiliser. Ainsi, les capacités de retrait ou d'injection de ce site permettent de répondre aux fluctuations de la demande de la clientèle tout au long de l'année. En général, la flexibilité de cet outil est surtout utilisée en dehors des journées froides de l'hiver. En journée froide, l'outil permet surtout d'éviter de faire des achats additionnels à Dawn et peut permettre d'optimiser financièrement les coûts de la fourniture lorsque ceux-ci sont plus élevés que pendant la saison estivale. » (Nous soulignons)

(ii)

« Pour les mois d'octobre et novembre, Énergir tentera de prioriser des achats à Dawn plutôt que d'effectuer des retraits de l'entreposage à Dawn. En effet, pour ces mois, le service d'injection est interruptible et la variation de la consommation en cours de journée gazière est plus importante, ce qui fait que le besoin de flexibilité opérationnelle prévaut sur le profil d'injection prévu. »

Questions :

- 5.1 Relativement à la référence (i), veuillez expliquer pourquoi l'entreposage à Dawn ne peut fournir de flexibilité lors des journées froides et indiquer quels sont les outils qui fournissent ce service.
- 5.2 Relativement à la référence (ii), veuillez clarifier d'où proviendra la flexibilité opérationnelle pour faire face à une variation à la baisse de demande en cours de journée si les injections sont interruptibles.

BESOIN DE LA JOURNÉE DE POINTE ET DE L'HIVER EXTRÊME

Question 6

Références:

- (i) B-0054, Annexe 4, pp. 3 et 4.
- (ii) B-0054, Annexe 4, tableau 2.
- (iii) B-0054, Annexe 4, tableau 6.

Préambule :

(i)

« Considérant l'absence d'explication plausible de ce saut du coefficient $DJ * V$, Énergir ne peut exclure la présence d'une erreur d'échantillonnage. Ainsi, la demande de l'hiver 2019-2020 (du 1er novembre 2019 au 31 mars 2020) est retenue à nouveau pour le calcul de la journée de pointe de l'année 2023-2024; »

Questions :

- 6.1 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer que l'ensemble des données sont utilisées pour les fins de la régression et expliquer ce qu'Énergir entend par erreur d'échantillonnage.
- 6.2 Veuillez présenter la matrice de variance-covariance des trois variables : DJ_t , DJ_{t-1} et $DJ_t \times V_t$ sur la base des données 2019-2020 et faire de même pour la régression basée sur les données de l'année 2021-2022.
- 6.3 Veuillez refaire le tableau 2 (ii) sur la base des données de 2021-2022. Veuillez présenter le coefficient de la variable $DJ_t \times V_t$ avec deux chiffres après la virgule pour cette régression ainsi que pour celle basée sur les données 2019-2020.
- 6.4 Relativement à la référence (iii), veuillez indiquer si le besoin de l'hiver extrême est évalué sur la base du même ensemble d'outils d'approvisionnement entre les deux années, incluant le nombre de journées d'interruption de la clientèle du volet A.
- 6.5 Relativement à la référence (iii), veuillez expliquer les causes des écarts observés pour le besoin de capacité moyen et maximal pour la demande continue (lignes 6 et 11) et pour l'interruptible volet B (lignes 8 et 13). Veuillez notamment expliquer que l'ampleur des variations des besoins quotidiens soit largement plus importante que l'ampleur des variations des besoins annuels (lignes 2 et 4).
- 6.6 Veuillez refaire le tableau 6 en supposant qu'Énergir contracte $1\,500\,10^3\text{m}^3$ de service de pointe et procède à une revente de transport a priori qui équilibre le bilan.