

**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 2024**

DOSSIER R-4287-2024

ÉVOLUTION DU CONTEXTE GAZIER

Question 1:

Références:

- (i) B-0048, p. 6
- (ii) B-0048, p. 8
- (iii) B-0048, pp. 20 et 21
- (iv) B-0048, p. 21, graphique 13
- (v) B-0048, p. 22, graphique 14
- (vi) B-0048, p. 31
- (vii) B-0048, p. 36
- (viii) Boston Consulting Group, *Is Renewable Natural Gas Poised for Future Growth or Doomed to Decline?*, juin 2023.
- (ix) R-4257-2024, B-0118, p. 3, tableau Q-1.4

Préambule:

(i)
« La production nord-américaine de GSR est appelée à croître en raison de la forte demande des distributeurs gaziers. Quelques incertitudes quant aux orientations de la nouvelle administration fédérale américaine sur le GNR et les programmes de valorisation dans le secteur des transports. »

(ii)
« Compte tenu des contraintes de transport qui touchent les bassins des Appalaches dans le Nord-Est, cette croissance de la production américaine devrait s'appuyer sur le développement des bassins pétroliers et gaziers situé sur la côte du Golfe du Mexique.

Au Nord-Est, les bassins de production des Appalaches voient leurs productions de plus en plus contraintes par des capacités de transport pleinement utilisées vers la Nouvelle-Angleterre, l'État de New York et vers les États du Sud-Est. En revanche, la région de la côte du Golfe du Mexique, dotée d'importants bassins de production de gaz naturel associé au pétrole et d'un réseau de transport en croissance, sera stimulée par sa proximité de l'industrie pétrochimique et des terminaux d'exportations de GNL et l'augmentation des capacités de transport entre les lieux de production et les lieux de consommation.

C'est d'ailleurs cette région qui devrait soutenir la croissance de la production de gaz naturel d'ici 2029 en accaparant près de 43 % de la production totale. Alors que la part des bassins du Centre et du Nord-Est devrait stagner, celle des régions plus au sud devrait croître à un rythme annuel moyen de plus de 2,8 % au cours des cinq prochaines années. »

(Nous soulignons, notes omises)

(iii)

« À moyen terme, S&P Global prévoit une remontée des prix du gaz naturel à Henry Hub vers une moyenne annuelle de 4,02 \$US/MMBtu en 2025, de 5,81 \$US/MMBtu en 2026 et de 4,03 \$US/MMBtu en 2029. Étant donné le faible écart et la forte corrélation entre le prix à Henry Hub et celui à Dawn, cette perspective de prix peut aisément se transposer aux autres principaux carrefours de prix en Amérique du Nord, dont celui à Dawn. »

(Nous soulignons, notes omises)

(vi)

« À l'automne 2024, l'EPA annonce qu'elle envisage de réviser les volumes de RIN D3 afin qu'ils correspondent davantage aux volumes réellement créés ainsi qu'aux volumes de carburants celluloseux qui pourront être créés en 2025 et 2026. La révision de ces volumes devrait avoir un impact sur la valeur du crédit D3. »

(vii)

« Autrefois essentiellement accaparées par le marché du transport, d'importantes quantités de GNR sont désormais acquises par des utilités gazières pour en faire la production, l'injection ou la vente. C'est ainsi qu'entre 2022 et 2023, une vingtaine d'utilités gazières de différents États ont fait approuver par les régulateurs énergétiques des programmes d'achat volontaire de GNR et/ou de programmes hybrides permettant l'achat de crédits compensatoires. À l'échelle de l'Amérique du Nord, on retrouve donc plus d'une trentaine d'utilités gazières qui cherchent à faire l'acquisition de GNR afin de répondre à des besoins de leur clientèle. Par ailleurs, plus d'une dizaine d'utilités sont aujourd'hui dotées de cibles d'injection dans leur réseau. »

(Nous soulignons)

(viii)

« Although current RNG volumes in the gas utility sector are small, LDC commitments currently drive prices for RNG to 3-4x premiums over commodity prices in the U.S. Moving forward, we expect RNG to account for 4-10%+ of distributed LDC gas utility volumes nationally in 10-20 years, driving RNG demand in the U.S. »

(Nous soulignons)

(ix)

Tableau Q-1.4
Type de cible d'injection de GNR pour certains distributeurs gaziers

Entreprise	Type de cible
Fortis BC	Imposée par une autorité externe
Vermont Gas	Cible interne
Énergir	Imposée par une autorité externe
Enbridge	Cible interne
Gazifère	Imposée par une autorité externe
SoCalGas	Imposée par une autorité externe (12 %) et cible interne (20 %)
San Diego Gas & Electric	Imposée par une autorité externe
Northwest Natural	Cible interne
Black Hills Energy	Cible interne
Pacific Gas and Electric	Imposée par une autorité externe
National Grid	Cible interne

Questions:

- 1.1 Veuillez indiquer si, selon Énergir, les contraintes de transport évoquées en (ii) et les tendances décrites en (i) pourraient avoir pour effet de réduire la corrélation entre les prix à Henry Hub et ceux à Dawn.
- 1.2 Veuillez produire des graphiques équivalents aux graphiques 12 et 14 (iv et v) pour le différentiel de lieu entre Henry Hub et Dawn.
- 1.3 Relativement à la référence (vii) veuillez indiquer si les utilités dotées de cibles sont les mêmes que celle présentées à la référence (ix) et mettre à jour l'information sur le type de cible.
- 1.4 Veuillez indiquer la part des volumes de GNR prévus en 2040 qui sont relatifs à 1) des programmes d'achats volontaires, 2) des cibles internes et 3) des cibles imposées par des autorités externes.
- 1.5 Considérant les résultats des ventes volontaires chez Énergir et Gazifère, veuillez indiquer si les volumes prévus d'achats volontaires vous paraissent réalistes et, si oui, expliquer pourquoi.
- 1.6 Veuillez indiquer s'il existe une évaluation plus récente de la demande de GNR que celle de BCG (viii).
- 1.7 Veuillez indiquer à combien se situe présentement la prime du GNR par rapport au gaz fossile que BCG évaluait à 3-4x dans son étude (viii).

PRÉVISION DES LIVRAISONS

Question 2:

Références:

- (i) R-4257-2024, B-0006, p. 48, tableau 27
- (ii) B-0056, p. 4
- (iii) B-0099, pp. 8 et 13
- (iv) R-4257-2024, B-0118, p. 6
- (v) B-0049, p. 15, tableau 12
- (vi) B-0049, p. 18, tableau 14

Préambule:

(i)

Tableau 27
Prévision - Demande volontaire GSR
Cause tarifaire 2025-2028

DESCRIPTION	Volumes (10 ³ m ³)			
	2025	2026	2027	2028
Petit et moyen débits existants	14 302	16 212	21 440	34 370
Grandes entreprises	29 071	16 670	24 511	28 077
Nouveaux raccordements	8 558	21 384	34 770	47 333
Total	51 931	54 266	80 722	109 780

(ii)

Segments	Volumes (Mm ³)					
	4/8	Prévisions				
	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	
PMD-existant	Residentiel	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1
	Commercial	6,0	6,1	6,2	6,3	6,4
	Institutionnel	4,5	2,3	2,4	2,5	2,5
	Industriel	5,1	5,6	5,8	6,0	6,2
	Sous-total	16,6	14,9	15,4	15,8	16,2
		48%	47%	45%	43%	40%
GE-existant	Residentiel	-	-	-	-	-
	Commercial	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
	Institutionnel	2,9	2,9	2,8	2,9	3,2
	Industriel	13,9	10,5	9,3	9,6	9,7
	Sous-total	17,7	14,1	12,9	13,1	13,6
		51%	44%	38%	36%	34%
Branchements 100 % renouvelables (Montréal)	PMD	0,4	2,8	5,6	8,0	10,2
	GE	-	-	-	-	-
	Sous-total	0,4	2,8	5,6	8,0	10,2
		1%	9%	17%	22%	26%
Total prévision volumes GSR	34,7	31,8	33,8	37,0	40,0	

(iii)

Les pages 8 et 13 de la référence présentent les facteurs à la base de la prévision des ventes PMD-existant et VGE respectivement.

(vi)

« 2,4 Veuillez confirmer qu'autant pour le tableau 13 que pour le tableau 14, le coût du scénario de référence utilisé pour calculer les ratios est le même pour tous les scénarios de comparaison pour un cas type donné. Par exemple, au tableau 13, le coût de la solution 100 % gaz utilisé pour obtenir le ratio de 129 en préambule est le même que celui utilisé pour obtenir le ratio de 149.

Réponse: Énergir ne le confirme pas puisqu'au tableau 14, la solution de référence varie entre la biénergie-GSR standard et la biénergie-GSR efficace en fonction de l'alternative retenue. Par exemple, pour comparer une solution électrique efficace, la solution de référence est la biénergie-GSR efficace alors que pour une solution électrique standard, la solution de référence est la solution biénergie-GSR standard. »

Questions:

2.1 Relativement aux références (i) et (ii), veuillez expliquer la baisse des prévisions en 2028 depuis le dernier dossier tarifaire dans les marchés PME existants et VGE. Veuillez faire le lien avec les facteurs identifiés à la référence (iii).

2.2 Relativement aux références (v) et (vi), afin de mettre une comparaison adéquate de l'ensemble des offres, veuillez refaire les tableaux 12 et 14 et utilisant le même cas de référence pour tous les scénarios soit, biénergie-GSR efficace. Veuillez de plus ajouter les scénarios suivants:

- biénergie-GSR standard
- biénergie-GNT standard
- biénergie-GNT efficace
- 100 % GNT efficace
- 100 % GNT standard

CONTRIBUTION DES VAPORISATEURS DE L'USINE LSR

Question 3:

Références:

- (i) B-00158, pp. 19 et 20
- (ii) B-00158, p. 10
- (iii) B-00158, p. 49, ligne 45

Préambule:

(i)
« En février 2022, la Régie a approuvé le projet de remplacement des équipements de regazéification de l'usine LSR qui permettra, à terme, de combler de façon permanente le manque à gagner de capacité garantie quotidienne après l'application de la redondance à l'usine LSR. Compte tenu de certaines contraintes, la fin des travaux prévue pour octobre 2025 sera retardée à octobre 2026. Énergir a également révisé la capacité disponible des vaporisateurs existants à la baisse à cause des indisponibilités de l'équipement constatées au cours de l'hiver 2024-2025.

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

(Nous soulignons, notes omises)

(ii)
« (...) la fin des travaux de remplacement des vaporisateurs à l'usine LSR en octobre 2025. Toutefois, l'atteinte du plein potentiel de l'usine LSR n'est prévue que pour l'automne 2026 en raison du rodage du nouveau vaporisateur. En effet, certains bris d'équipement des vaporisateurs cet hiver ont entraîné une perte de capacité importante sur des périodes de plus de sept jours, ce qui incite Énergir à adopter une approche prudente en réduisant les capacités projetées disponibles en tout temps de ces vaporisateurs pour l'hiver 2025-2026; et »

(Nous soulignons, notes omises)

Questions:

- 3.1 Relativement à la référence (i), veuillez décrire comment Énergir a établi la réduction de capacité de vaporisation de l'usine LSR pour l'hiver-2025-2026.
- 3.2 Veuillez décrire plus en détail les bris d'équipement ayant affecté les vaporisateurs à l'hiver 2024-2025 (ii).
- 3.3 Veuillez élaborer davantage sur le lien entre les indisponibilités d'équipements à l'hiver 2024-2025 et la réduction de capacité pour l'hiver 2025-2026.
- 3.4 Veuillez fournir une évaluation approximative de combien rapporterait la revente de 606 103 m³/jour de transport annuel sur le marché secondaire pour l'année 2025-2026.
- 3.5 Veuillez confirmer que cette réduction n'affecte que l'hiver 2025-2026.
- 3.6 Veuillez réconcilier la capacité de valorisation 5 806 103 m³/jour (ii) avec la capacité de 6 017 103 m³/jour (iii) prévue pour les années 2026-2027 et suivantes. Le cas échéant, veuillez expliquer l'augmentation de capacité.

BESOIN DE L'HIVER EXTRÊME

Question 4:

Références:

- (i) B-0158, Annexe 4, p. 13, tableau 6
- (ii) B-0158, p. 22, tableau 6
- (iii) R-4257-2024, B-0008, p. 26, tableau 6
- (iv) R-4257-2024, B-0008, Annexe 6, p. 1 (p. 64 de 67)
- (v) B-0158, Annexe 6, p. 1 (p. 49 de 52)
- (vi) B-0143

Préambule :

- (i)

Tableau 6

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

(ii)

Tableau 6

Somme du volume souscrit en service continu et du volume projeté quotidien en service interruptible			Nombre maximum de jours d'interruption	
Palier D_s	compris entre	et	volet A	volet B
	<i>(m³/jour)</i>	<i>(m³/jour)</i>		
5.5	3 000	10 000	68	20
5.6	10 000	30 000	70	20
5.7	30 000	100 000	71	30
5.8	100 000	300 000	71	30
5.9	300 000	et plus	74	30

(iii)

Tableau 6

Somme du volume souscrit en service continu et du volume projeté quotidien en service interruptible			Nombre maximum de jours d'interruption	
Palier D ₅	compris entre m ³ /jour	et m ³ /jour	Volet A	Volet B
5.5	3 000	10 000	69	20
5.6	10 000	30 000	70	20
5.7	30 000	100 000	70	30
5.8	100 000	300 000	70	30
5.9	300 000	et plus	75	30

Questions:

- 4.1 La FCEI note que le besoin de l'hiver extrême est en baisse de 1 110 103 m³/jour passant de 35 511 103 m³/jour au dossier tarifaire 2024-2025 à 34 401 103 m³/jour en 2025-2026 (i). Elle note par ailleurs que la demande continue en hiver est en baisse, mais de manière moins marquée que la baisse du besoin de l'hiver extrême. De plus, elle note que dans les deux cas, c'est l'hiver 2014-2015 qui est l'hiver extrême identifié. La FCEI comprend par ailleurs qu'aucun changement méthodologique n'est apporté à l'évaluation du besoin de l'hiver extrême. Veuillez élaborer sur la ou les causes de la baisse du besoin de l'hiver extrême par rapport à 2024-2025.
- 4.2 Énergir présente le nombre maximum de jours d'interruptions pour les volets A et B du tarif interruptible (D₅) (ii). Veuillez présenter de manière détaillée la méthodologie ayant permis d'établir ce nombre de jours. Veuillez expliquer que ce nombre de jours soit essentiellement le même qu'en 2024-2025 (iii), malgré l'augmentation de l'écart entre le besoin de la journée de pointe et le besoin de l'hiver extrême.
- 4.3 Les références (iv) et (v) permettent de constater que l'écart entre le besoin de la journée de pointe et le besoin de l'hiver extrême est passé de 1 109 103 m³/jour en 2024-2025 à 1 726 103 m³/jour en 2025-2026. Veuillez expliquer que l'augmentation de cet écart n'ait pas permis une réduction du nombre maximum de journées d'interruption du volet A du tarif D₅. Et du volet B du tarif D₅.
- 4.4 Veuillez indiquer le nombre de jours d'interruption utilisés à l'hiver extrême pour chacun des paliers et chacun des volets du tarif D₅ selon le format de la référence (ii). Si ce nombre est significativement inférieur au nombre maximum de jours d'interruptions établi par Énergir, veuillez justifier de ne pas réduire le nombre maximum de jours d'interruption, notamment au volet A.
- 4.5 Veuillez calculer le besoin de l'hiver extrême selon les scénarios suivants:
- 4.5.1 un nombre maximum de jours d'interruption au volet A égal au nombre maximum de jours d'interruptions au volet B;
 - 4.5.2 la capacité de vaporisation de l'usine LSR était fixée à 6 017 103 m³/jour dès 2025-2026 et l'excédent de capacité se traduisait par de la revente de transport annuel a priori;
 - 4.5.3 une combinaison des deux conditions précédentes.

Dans chaque cas, veuillez indiquer l'inventaire de l'usine LSR à la fin de l'inventaire.

- 4.6 Veuillez reproduire le calcul des prix d'équilibrage (vi) en supposant un nombre maximum de jours d'interruption au volet A égal au nombre maximum de jours d'interruptions au volet B.

BESOIN DE LA JOURNÉE DE POINTE

Question 5:

Références:

- (i) B-0058, p. 6
- (ii) B-0162, p. 8
- (iii) B-0058, p. 29
- (iv) B-0162, pp. 8 et 9
- (v) B-0162, p. 9

Préambule:

(i)
« Nous faisons l'hypothèse que la variation des effets introduits actuellement dans le modèle est suffisamment lente, pour autoriser leur estimation à partir de plusieurs années consécutives de relevés de consommation. Une hypothèse corollaire est que la croissance de la consommation de gaz, constatée chaque année, affecte avant tout les usages non météo-sensibles et n'altère pas le profil hebdomadaire de consommation. »

(ii)
« 2,2 En référence (iii), veuillez expliquer la notion de comportements « obsolètes ».

Réponse:

Des comportements « obsolètes » peuvent correspondre à des comportements menant à un profil de consommation d'un échantillon de la clientèle à un moment dans le temps qui n'est plus représentatif pour une année en cours.

Par exemple, avec la migration des clients à l'offre biénergie, la prévision de la demande annuelle de ces clients est révisée à la baisse pour refléter la migration des consommations de gaz naturel vers l'électricité. Cependant, leur consommation ne diminue pas lors des jours de grand froid incluant la journée de la pointe. Comme le facteur d'ajustement est basé sur les volumes d'hiver, un ajustement du comportement d'un consommateur sur son volume d'hiver – mais pas sur sa pointe – ne peut être capté par ce facteur.

Un autre exemple serait la migration des clients d'un tarif à l'autre. Ce sont des mouvements observables chaque année. Pour la Cause tarifaire 2025-2026, plusieurs clients Grandes entreprises migreront vers les tarifs à plus petit débit. Énergir constate également la fermeture de plusieurs grands clients au cours de l'année 2024-2025. L'utilisation de plusieurs années nécessiterait des ajustements additionnels pour pallier ces mouvements.

Ces deux exemples servent à démontrer que l'utilisation des échantillons de données éloignées dans le temps affecte la régression pour déterminer la consommation journalière pour une année de référence. Dans le premier exemple, en prenant un échantillon trop éloigné de l'année de référence,

la régression surestimerait la consommation journalière. Dans le deuxième exemple, la régression fausserait le profil de consommation et affecterait la projection de la demande journalière. »

(iii)

« Phase d'apprentissage en année d'exercice Y_n

Lors de l'apprentissage, le modèle intègre l'année de mesure comme variable supplémentaire (représentée en rouge dans la formule ci-dessous). Ce terme représente une tendance linéaire modélisant la croissance (ou décroissance) annuelle de la consommation. Elle permet le redressement des mesures de consommation effectuées lors des années Y_i ($i < n$), lors d'un apprentissage effectué sur un ensemble d'années $Y_1 < \dots < Y_n$:

$$\text{Conso}_t = \text{Intercept} + \alpha_0 \text{year}(t) + \alpha_1 DJ_t + \alpha_2 DJ_{t-1} + \alpha_3 DJxVent_t + \beta_{dim} I_{t=dim} + \dots + \beta_{vend} I_{t=vend} \quad \gg$$

(iv)

« 2.2.1. À la référence (iv), Artelys indique que la variable « year » représente une tendance linéaire modélisant la croissance ou décroissance annuelle. Veuillez commenter la possibilité que cette tendance puisse représenter l'évolution des comportements entre les différentes années, incluant les comportements « obsolètes ».

Réponse: La variable « year » permet de corriger la croissance ou la décroissance annuelle, mais ne permet pas de corriger l'évolution du profil de la consommation de la clientèle d'une année à l'autre en regard des éléments nommés par exemple à la réponse à la question 2.2. »

(v)

« 2,3 Veuillez expliquer et justifier, à l'aide de données probantes, l'affirmation en référence (iii) selon laquelle la méthode Artelys soit moins précise pour les dernières années du plan d'approvisionnement.

Réponse:

Dans le modèle actuel, basé sur l'évolution des volumes d'hiver, l'utilisation d'une base de données étendue peut amener de la stabilité si les facteurs derrière l'évolution des volumes sont stables et transférables au besoin de pointe. Cependant, ce n'est pas le cas.

En effet, il est projeté que l'évolution du nombre de clients et des volumes, actuellement à la hausse, soit inversée. De plus, le lien qui était plutôt direct dans le passé entre l'évolution des volumes et l'évolution de la pointe devrait également changer puisque la consommation de gaz naturel est prévue être réduite hors des périodes de pointe.

Également, selon la méthode d'Artelys, la première année du plan d'approvisionnement se baserait sur les données réelles des trois hivers passés au moment du dépôt de la cause tarifaire (soit quatre hivers avant l'année projetée). La prévision pour l'année 2 se baserait sur les données réelles des deux derniers hivers et d'une année prévisionnelle, tandis que l'année 3 se baserait sur les données réelles du dernier hiver et de deux années prévisionnelles. Quant à la régression de la demande pour la dernière année, soit l'année 4, elle serait basée sur les données de trois années prévisionnelles.

Enfin, la méthode proposée complexifie le processus sans donner de résultat qui présente des avantages matériels par rapport à la méthodologie actuelle. Pour des années spécifiques comme celle de la pandémie de la COVID-19, il demeure préférable – comme dans la méthodologie actuelle – d'identifier l'année comme étant « hors norme » et de ne pas l'utiliser. Ainsi, il n'y a pas vraiment d'avantage ou d'ajout de précision malgré une complexification à la méthodologie. Pour

justifier une approche plus complexe et qui nécessite plus de travail, des résultats probants d'une nouvelle méthodologie auraient été nécessaires. »

Questions:

- 5.1 Veuillez indiquer si Artelys a validé les hypothèses mentionnées à la référence (i). Le cas échéant veuillez présenter cette validation. Dans la négative, veuillez indiquer ce qui mène Artelys à croire que ces hypothèses sont adéquates considérant les réserves exprimées par Énergir (ii).
- 5.2 Relativement à la référence (iii), veuillez clarifier à quoi correspond une observation dans cette régression et combien d'observations sont utilisées. Veuillez de plus déposer les résultats détaillés de l'estimation incluant l'ensemble des coefficients et tests sur les coefficients, les statistiques descriptives de base des intrants et de la variable dépendante.
- 5.3 Veuillez indiquer les valeurs prises par la variable d'année et justifier le choix de ces valeurs. Veuillez indiquer dans quelle mesure le modèle est sensible au choix de ces valeurs.
- 5.4 Veuillez justifier de ne pas avoir utilisé une série de variables dichotomiques d'années plutôt qu'une seule variable.
- 5.5 Veuillez indiquer si, selon Artelys, la méthode qu'elle propose permet de capter les effets liés à l'évolution du profil de consommation de la clientèle auxquels fait référence Énergir à la référence (iv).
- 5.6 Relativement à la référence (v), veuillez indiquer si Énergir a réalisé des analyses sur la vitesse d'évolution nécessaire de la composition de la clientèle pour que les résultats de la méthode proposée par Artelys soient affectés de manière significative
- 5.7 Eu égard au fait que la méthode d'Artelys utiliserait en partie ou en totalité des données prévisionnelles pour prévoir le besoin de pointe des années 2 à 4, veuillez indiquer sur quelles données la méthode actuelle repose pour prévoir ces mêmes besoins de pointe. Pourquoi cette même approche ne pourrait-elle pas être applicable à la méthode proposée par Artelys?
- 5.8 La FCEI comprend que la méthode proposée par Artelys implique d'ajouter une variable au modèle et de multiplier par trois le nombre d'observations. Veuillez expliquer en quoi cela représente une complexification significative.

FLEXIBILITÉ OPÉRATIONNELLE

Question 6:

Références:

- (i) B-0053, p. 4

Préambule:

(i)
« Cet écart est dû à un projet d'amélioration des prévisions court terme débuté en 2024, qui devrait permettre de réduire les besoins de flexibilité opérationnelle dès 2025-2026. Ainsi, Énergir est confiante que la hausse des besoins de flexibilité opérationnelle établie à la Cause tarifaire 2024-2025 n'est pas requise et qu'un maintien des capacités au niveau établi dans la Cause tarifaire 2023-2024 sera suffisant pour répondre aux besoins de la clientèle. » (*Nous soulignons*)

Question:

6.1 Veuillez élaborer sur les améliorations ayant été apportées à la prévision court terme.

RÉDUCTION DE GES

Question 7:

Références:

- (i) R-4257-2024, B-0078, Tableau 2
- (ii) B-0062, p. 5, Tableau 1
- (iii) B-0062, p. 6, Tableau 2
- (iv) B-0062, p. 7, Tableau 3

Préambule:

(i)
À l'année témoin 2024-2025, Énergir prévoyait des achats de GSR pour une réduction de 1000 tonnes de CO₂ et un coût de 240 000 \$. Les réductions de GES totales étaient de 2 189 tonnes de CO₂.
Énergir prévoit également l'acquisition de deux véhicules lourds électriques.

(ii)
À l'année de base 2024-2025, Énergir prévoit des achats de GSR pour une réduction de 1740 tonnes de CO₂ et un coût de 541 000 \$. Les réductions de GES totales étaient de 2 940 tonnes de CO₂.

(iii)
À l'année témoin 2025-2026, Énergir prévoit des achats de GSR pour une réduction de 500 tonnes de CO₂ et un coût de 156 400 \$. Les réductions de GES totales sont de 1 820 tonnes de CO₂.

(iv)
Énergir prévoit faire l'acquisition d'un tracteur routier électrique pour la disposition des sols à un coût de 490 000 \$ pour un coût par tonne de GES évité de 1 225 \$.

Questions:

7.1 Veuillez justifier la décision d'Énergir d'augmenter ses achats de GSR entre l'année témoin 2024-2025 et l'année de base 2024-2025.

- 7.2 Veuillez indiquer pourquoi le projet d'achat de deux véhicules lourds électriques ne semble plus faire partie des plans.
- 7.3 Relative à la référence (iii), veuillez indiquer si cette cible est sujette à changement en cours d'année ou si Énergir la considère comme contraignante.
- 7.4 Relative à la référence (iv), veuillez confirmer que le montant de 490 000 \$ représente un surcoût par rapport à l'alternative.
- 7.5 Veuillez indiquer s'il en va de même des remplacements de chaudière et d'où provient la réduction de GES pour cette initiative (équipement plus efficace, chaudière électrique, biénergie, etc.).

MODIFICATION AU PED

Question 8:

Références:

- (i) B-0088, pp. 3 et 4
(ii) B-0104, p. 1, ligne 5

Préambule:

(i)
« Dans la proposition présentée initialement Énergir limitait l'aide financière octroyée par le biais du PED à 15 000 \$ par client par adresse de service pour la clientèle consommant moins de 125 000 m³, afin d'avoir un contrôle budgétaire sur ce nouveau programme dont Énergir ne connaissait pas encore les retombées. Depuis l'entrée en vigueur du programme, Énergir constate que l'aide financière octroyée à travers le PED est sous contrôle et en-deçà des prévisions.

Énergir s'est questionné sur les raisons expliquant que les clients ne fassent pas d'avantage appel au PED. Une des raisons semblent être associée au montant maximal de 15 000 \$. Celui-ci freine les efforts de décarbonation de sa clientèle en empêchant l'éligibilité des GES évités à cette aide financière lorsque le 15 000 \$ est atteint. L'application de la formule qui établit le montant de la subvention par tonne de GES évités à 200 \$ fait en sorte qu'un client qui atteint la limite de 15 000 \$ par adresse, mais qui évite plus de GES que ceux compris dans la formule, recevra un montant moindre par tonne de GES évités. Ainsi, pour la clientèle dont les GES évités dépassent 40 000 m³, l'aide financière du PED n'est pas suffisamment intéressante pour encourager les clients à se décarboner. »

(Nous soulignons, notes omises)

Questions:

- 8.1 Relativement à la référence (i), veuillez dresser le portrait des subventions octroyées à ce jour en termes de type de clients, consommation annuelle de gaz naturel, nombre de participants, réduction de GES et de montant octroyés.
- 8.2 Veuillez indiquer sur quelles informations repose le jugement d'Énergir selon lequel la participation plus faible qu'anticipée est due à la limite de 15 000 \$.

- 8.3 Veuillez indiquer combien de GES évités n'ont pu être concrétisés à ce jour du fait de cette limite.

ANALYSE DE RENTABILITÉ

Question 9:

Références:

- (i) B-0091, p. 6
- (ii) B-0049, p. 13, tableau 11
- (iii) B-0049, p. 17, tableau 13
- (iv) B-0091, p. 8, tableau 2
- (v) B-0091, p. 10, tableau 3

Préambule:

- (i)
« Finalement, Énergir estime que les modifications apportées à la Méthode – comme proposé à la Cause tarifaire 2023-2024 – répondent toujours aux objectifs de départ, soit d'arrimer l'évaluation de la rentabilité des projets au GNT au nouveau contexte lié aux objectifs de décarbonation, en abaissant le point mort tarifaire à un niveau inférieur à la durée de vie utile des appareils. »

Questions:

- 9.1 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer que la proposition d'Énergir visant à modifier les paramètres de l'analyse de rentabilité est motivée uniquement par le souhait de refléter adéquatement le risque d'affaires associé à chaque type de raccordement et non pas par le souhait de favoriser la consommation de GSR.
- 9.2 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer qu'Énergir estime que la grille qu'elle propose reflète adéquatement le risque lié aux différents types de raccordement.
- 9.3 Considérant que la position concurrentielle du service gazier face à l'électricité tant à s'améliorer avec le volume tel qu'observé aux références (ii) et (iii), veuillez justifier de ne pas faire de distinction en fonction des volumes dans la grille proposée (v) alors que cette distinction existe dans la grille actuelle (iv).
- 9.4 Veuillez confirmer que la position concurrentielle de la solution GNT face à l'électricité est systématiquement plus favorable de la position concurrentielle de la solution GSR équivalente.
- 9.5 Soit (a) un client A dont la préoccupation première est la réduction des GES (préfèrera le GSR au GNT peu importe l'écart de prix) et en second lieu la minimisation des coûts (préfèrera l'électricité au GSR si cela est plus économique), soit (b) un client B dont l'unique préoccupation est la réduction des coûts (préfèrera l'électricité au service gazier (GNT ou GSR) si cela est plus économique):

- 9.5.1 Veuillez indiquer si ces hypothèses semblent raisonnables et sinon veuillez expliquer pourquoi.
- 9.5.2 Veuillez identifier des cas de figure où il serait plus économique pour le client B de passer au tout à l'électricité, mais où il serait préférable pour le client A de demeurer au service d'Énergir.
- 9.6 Pour chacun des cas types présentés aux références (ii) et (iii), pour les scénarios 100 % gaz et biénergie, veuillez indiquer et présenter les calculs pour:
- a) le montant additionnel pouvant être appliqué à l'encontre d'une potentielle contribution si l'analyse de rentabilité est réalisée sur une période de 40 ans plutôt que de 20 ans;
 - b) le coût additionnel de fourniture à 100 % GSR versus 100 % GNT sur une période de 5 ans.
- 9.7 À la lumière de votre réponse à la question précédente, veuillez commenter quant au risque qu'un client passe du GSR au GNT dès la fin de son engagement de 5 ans. Dans un tel cas, ce client serait-il moins susceptible de passer au tout électrique qu'un client qui aurait préféré le GNT dès le départ?
- 9.8 Veuillez indiquer qui prend l'engagement de consommation de GSR pendant 5 ans dans le cas de projets de développement résidentiels ou dans toute situation où un entrepreneur développe un projet dont il ne sera pas l'occupant.

MODIFICATIONS AUX CST

Question 10:

Références:

- (i) B-0151, p. 4

Préambule:

- (i)

1.2 CHAPITRE 9 – RECOURVEMENT

1.2.1 Article 9.4.1 – Avis de recouvrement

13 Énergir propose de modifier le libellé de l'article 9.4.1 pour lui permettre d'acheminer de
14 manière électronique les avis de recouvrement aux clients inscrits à la facture
15 électronique. Énergir propose de libeller l'article de la façon suivante :

16 1. Rappel

17 *Lorsqu'une facture demeure impayée après la date d'échéance, le distributeur envoie par*
18 *écrit un rappel à l'adresse de facturation au client selon son mode de correspondance*
19 *choisi ou procède à un rappel téléphonique.*

20 2. Avis final

21 *En cas de non-paiement de la facture à la suite du rappel, le distributeur envoie un avis*
22 *final écrit au client selon son mode de correspondance choisi, dans le cadre d'un envoi*
23 *distinct, à l'adresse de facturation en utilisant un moyen d'envoi dont il pourra faire la*
24 *preuve. Cet avis indique au client qu'à défaut de paiement, le service de gaz naturel peut*
25 *être interrompu.*

26 [...] »

Questions:

- 10.1 Concernant la procédure de rappel, veuillez indiquer si la pratique actuelle consiste à procéder en premier lieu par rappel téléphonique, par envoi postal ou les deux. Veuillez décrire la séquence habituelle de cette procédure et veuillez indiquer la proportion des cas résolus (le client procède au paiement de sa facture) à chaque étape.
- 10.2 Concernant la procédure d'avis final, veuillez indiquer quelle proportion des cas est résolue suite à la réception de l'avis.
- 10.3 Veuillez indiquer quelle proportion des clients à qui un avis final écrit a été émis n'avait pu être rejoint par téléphone au préalable.

CALCUL DU TARIF D'ÉQUILIBRAGE

Question 11:

Références:

- (i) B-0140, p. 8
- (ii) Conditions de service et Tarifs en vigueur le 1^{er} décembre 2024, p. 50
- (iii) B-0143

Préambule:

(i)
« La méthode utilisée pour calculer le taux d'équilibrage moyen au tarif D₁ a été révisée afin de mieux représenter le profil des clients. En effet, les consommations mensuelles de chaque client au tarif D₁ ont été extraites pour calculer les paramètres A et P individuels. La moyenne de ces paramètres a servi à calculer le taux moyen d'équilibrage du tarif D₁. Dans les causes tarifaires précédentes, une extrapolation des profils de consommation du tarif D₁ personnalisé était utilisée pour calculer le taux moyen d'équilibrage. La nouvelle méthode ne requiert plus d'extrapolation étant donné que l'ensemble des clients au tarif D₁ sont utilisés pour calculer le taux moyen d'équilibrage. »

(ii)
« 13.1.3.1 Paramètres pour les clients en services de distribution D1, D3 et D4

A = volume du 1er octobre 2023 au 30 septembre 2024 # jours du 1er octobre 2023 au 30 septembre 2024

P = consommation journalière maximale du 1er décembre 2023 au 29 février 2024

Pour les clients aux services de distribution D1 et D3 à l'exception des clients en combinaison tarifaire D3-D5, la consommation journalière maximale des mois d'hiver est estimée de la façon suivante:

$$P = (\text{MaxC}) \times \text{multiplicateur}$$

où: $\text{MaxC} = \text{Maximum de la consommation journalière moyenne de chacun des mois de décembre 2023 à février 2024}$

où: $\text{multiplicateur} = \text{Maximum}(2,1 - (1,1 \times A \div \text{MaxC}); 1) \gg$

Questions:

- 11.1 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer la compréhension de la FCEI à l'effet que selon l'approche actuelle, il est supposé que le profil de consommation des clients de moins de 75 000 m³ est similaire à celui des clients de plus de 75 000 m³, mais que cette hypothèse disparaît avec la nouvelle approche.
- 11.2 Dans ce contexte, veuillez expliquer pourquoi le calcul des prix d'équilibrage (iii) ne présente pas deux colonnes distinctes pour le tarif D₁, l'une pour les clients de moins de 75 000 m³ et l'une pour ceux de plus de 75 000 m³.
- 11.3 Veuillez reproduire la référence (iii) selon l'approche actuelle et présenter le calcul détaillé des paramètres A (7 112 103 m³/jour) et P (27 235 103 m³/jour).
- 11.4 Veuillez confirmer que ce calcul est réalisé à partir des données agrégées plutôt qu'en calculant la moyenne de données individuelles.
- 11.5 Veuillez confirmer qu'avec la nouvelle approche, les paramètres A et P sont plutôt calculés au niveau de chaque client et qu'une moyenne de ces paramètres est ensuite calculée.
- 11.6 Veuillez indiquer quels auraient été les paramètres A et P s'ils avaient été calculés à partir d'une agrégation des profils plutôt qu'en faisant la moyenne des paramètres individuels.
- 11.7 Dans la mesure où Énergir calcule des paramètres A et P au niveau individuel pour les clients de moins de 75 000 m³, veuillez commenter la possibilité d'abaisser le seuil de 75 000 m³. Veuillez élaborer sur les avantages et inconvénients d'une telle approche.

REVENU REQUIS

Question 12:

Références:

- (i) B-0091, p. 6
- (ii) B-0123
- (iii) B-0130, p. 9
- (iv) B-0130, p. 12
- (v) B-0132
- (vi) R-4257-2024, B-0072

Préambule:

- (i)
« Énergir propose d'intégrer ce CFR dans la base de tarification dès le début de l'année financière suivant la fin du Projet, soit en 2025-2026, et de l'amortir sur deux ans, comme initialement proposé.

Cette proposition repose sur le fait que ce CFR s'apparente au traitement des gains (pertes) sur la disposition d'actifs des installations générales. Ces gains (pertes) sont portés à un CFR et sont amortis sur une période d'un an. Énergir suggère cependant d'étaler sur deux ans les coûts de nettoyage de la conduite, de l'abandon des postes et de la conduite ainsi que la perte sur disposition d'actifs, afin d'amoindrir l'impact tarifaire pour sa clientèle étant donné que les sommes portées au CFR sont importantes. »

(iii)

« b) La hausse des autres dépenses de 1,7 M\$ (3,3 %) pour la Vice-présidence 8 exécutive Québec s'explique par une révision de la provision pour mauvaises créances (0,9 M\$). L'analyse de l'historique de radiations des dernières années et de la situation économique actuelle justifie l'augmentation de la provision annuelle. »

(Nous soulignons)

Questions:

- 12.1 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer quel serait l'impact sur l'ajustement tarifaire en distribution (ii) d'amortir le CFR sur une période d'un an. Veuillez commenter quant aux inconvénients de procéder de cette manière.
- 12.2 À la référence (iv), Énergir présente une prévision de mauvaise créance de 1,2 M\$ pour 2025 et anticipe une dépense correspondante de 2,05 M\$ pour 2026 soit une hausse de 71 %. Veuillez présenter l'historique des radiations qui justifie le budget demandé pour 2026. Veuillez de plus élaborer sur l'évolution de la situation économique entre 2025 et 2026.
- 12.3 Relativement à la référence (iii), veuillez indiquer quel serait l'impact sur l'ajustement tarifaire en distribution (ii) d'amortir le CFR sur une période d'un an.
- 12.4 Veuillez expliquer la baisse marquée de la redevance à la Régie de l'énergie entre 2024-2025 (vi) et 2025-2026 (v).