

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE L'AHQ-ARQ**

PRÉVISION DES LIVRAISONS

1. **Références :** (i) B-0166, page 22, ligne 12, à page 23, ligne 5;
(ii) R-4257-2024, B-0117, page 11, tableau Q-3.4;
(iii) B-0166, page 30, tableau 19;
(iv) B-0166, page 32, ligne 26, à page 33, ligne 4;
(v) B-0166, page 43, lignes 12 à 21.

Préambule :

- (i) « Le volet résidentiel du programme de biénergie est entré en vigueur en juin 2022. Les volets commercial et institutionnel sont entrés à leur tour en vigueur en novembre 2023. Cependant, l'offre biénergie pour ces deux derniers volets s'est matérialisée à partir de la deuxième partie de l'année 2023-2024, influencée par les multiples complexités liées à la commercialisation (la vulgarisation de l'offre, les configurations des équipements et les travaux à réaliser, par exemple). La prévision a pris en considération ce contexte en révisant les taux de pénétration des volets commercial et institutionnel à des niveaux plus conservateurs, car l'année 2024-2025 sera la première année complète de démarrage pour ces deux volets. » (Nous soulignons)
- (ii) «

Tableau Q-3.4
Taux de pénétration et potentiels de référence qui ont servi aux calculs annuels des « Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie »

Taux de pénétration et potentiels de référence qui ont servi aux calculs annuels des « Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie »

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Taux de pénétration annuel	%	%	%	%	%	%	%
1 Volet 1 Résidentiel	1	28	46	60	74	84	88
2 Volet 2 Commercial			18	30	34	45	57
3 Volet 2 Institutionnel			18	30	40	53	66
Potentiel annuel du nombre de clients existants éligibles à la biénergie	Nb	Nb	Nb	Nb	Nb	Nb	Nb
4 Volet 1 Résidentiel	5 340	5 254	5 193	5 114	5 571	5 663	5 574
5 Volet 2 Commercial	1 794	1 770	1 753	1 732	2 746	3 058	3 020
6 Volet 2 Institutionnel	363	355	350	344	393	404	397
Potentiel annuel de volumes de clients existants éligibles à la biénergie	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
7 Volet 1 Résidentiel	20,8	20,4	19,9	19,3	19,5	19,5	19,3
8 Volet 2 Commercial	21,4	21,0	20,5	19,9	34,3	40,9	39,8
9 Volet 2 Institutionnel	17,7	17,0	16,5	15,6	16,1	15,8	14,8
Durée de vie des équipements	ans	ans	ans	ans	ans	ans	ans
10 Volet 1 Résidentiel	15	15	15	15	15	15	15
11 Volet 2 Commercial							
12 Volet 2 Institutionnel							

»

(iii) «

DESCRIPTION	
1 Livraisons anticipées au 30 septembre 2025	2 953,9
2 Économies d'énergie attribuables au PGEE	(20,4)
3 Économies d'énergie hors-programmes	(10,0)
4 Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(14,7)
5 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(21,0)
6 Évolution de la normale climatique	(14,9)
7 Impact du 29 février	-
8 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	(1,5)
9 Maturation des nouvelles ventes	41,1
10 Livraisons anticipées au 30 septembre 2026	2 912,3
11 Économies d'énergie attribuables au PGEE	(20,6)
12 Économies d'énergie hors-programmes	(14,6)
13 Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(18,3)
14 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(18,4)
15 Évolution de la normale climatique	(3,0)
16 Impact du 29 février	-
17 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
18 Maturation des nouvelles ventes	56,1
19 Livraisons anticipées au 30 septembre 2027	2 893,6
20 Économies d'énergie attribuables au PGEE	(20,8)
21 Économies d'énergie hors-programmes	(21,7)
22 Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(23,3)
23 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(14,3)
24 Évolution de la normale climatique	5,1
25 Impact du 29 février	3,0
26 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
27 Maturation des nouvelles ventes	36,1
28 Livraisons anticipées au 30 septembre 2028	2 857,9
29 Économies d'énergie attribuables au PGEE	(20,8)
30 Économies d'énergie hors-programmes	(28,6)
31 Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(26,5)
32 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(13,0)
33 Évolution de la normale climatique	(11,0)
34 Impact du 29 février	(3,0)
35 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
36 Maturation des nouvelles ventes	16,8
37 Livraisons anticipées au 30 septembre 2029	2 771,7

(Notre surlignage) »

(iv) « **Normale climatique** : La normale climatique a été mise à jour en se servant des données historiques de température et de la vitesse du vent au cours de 30 dernières années (1995-2024), dans les diverses régions qui composent la franchise. À la suite de cette mise à jour, il a été évalué que l'impact sur les livraisons prévues du

réchauffement de la normale climatique pour 2025-2026 est de $-14,9 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ (ligne 6 du tableau 19). La baisse des volumes liée à la normalisation des températures pour les années 2026-2027 et 2027-2028 vient essentiellement du réchauffement climatique tendanciel prévu. L'écart positif de la normale climatique pour 2027-2028 par rapport à 2026-2027 est principalement associé à la journée additionnelle en février 2028. » (Nous soulignons)

- (v) « À la suite d'une analyse préliminaire du calcul de la normale climatique et considérant les montants d'amortissement du CFR - Stabilisation tarifaire de la température et du vent des dernières années, Énergir juge opportun d'analyser des ajustements potentiels au calcul de la normale climatique. Énergir rappelle que le calcul est basé sur une approche statistique et qu'il est habituel que des écarts se produisent chaque année. En revanche, les écarts des deux dernières années soulèvent des interrogations quant à la pondération de certains éléments du calcul et l'accélération possiblement plus rapide du réchauffement climatique. Énergir propose donc d'analyser plus en profondeur certaines modifications possibles au calcul de la normale climatique durant la prochaine année et de partager ses conclusions et recommandations à la Régie dans le cadre de la Cause tarifaire 2026-2027. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 1.1 Veuillez fournir une version à jour du tableau de la référence (ii) en y ajoutant l'année 2029 et en y intégrant les informations des référence (i) et (iii) sur les transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie. Veuillez expliquer les différences entre les deux versions.

Réponse :

Énergir reprend ci-bas le tableau de la réponse à la question 7.2 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie, à la pièce B-0181, Énergir-T, Document 2, en y ajoutant les transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie de la référence (iii).

Tableau Q-1.1

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Taux de pénétration annuel	%	%	%	%	%	%	%	%
Résidentiel	1%	28%	34%	60%	74%	84%	88%	91%
Commercial			1%	9%	18%	27%	36%	45%
Institutionnel			0,3%	9%	18%	27%	36%	45%
Potentiel annuel du nombre de clients existants éligibles à la biénergie	Nb	Nb	Nb	Nb	Nb	Nb	Nb	Nb
Résidentiel	5 340	5 254	5 193	5 114	5 571	5 663	5 574	5 488
Commercial	1 794	1 770	1 753	1 732	2 746	3 058	3 020	2 982
Institutionnel	363	355	350	344	393	404	397	389
Potentiel annuel de volumes de clients existants éligibles à la biénergie	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
Résidentiel	20,8	20,4	19,9	19,3	19,5	19,5	19,3	19,0
Commercial	21,4	21,0	20,5	19,9	34,3	40,9	39,8	38,8
Institutionnel	17,7	17,0	16,5	15,6	16,1	15,8	14,8	13,9
Durée de vie des équipements	ans	ans	ans	ans	ans	ans	ans	ans
Résidentiel								
Commercial	15	15	15	15	15	15	15	15
Institutionnel								
Transferts vers l'électricité attribuables à la Biénergie	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
Résidentiel, Commercial et Institutionnel	(0,0)	(0,6)	(1,2)	(9,6)	(14,7)	(18,3)	(23,3)	(26,5)

Les courbes de progression des programmes de biénergie font l'objet d'analyses et d'évaluation lors de chaque cause tarifaire. Cette année, Énergir a bénéficié d'une année supplémentaire de données de ventes ainsi que davantage d'information relative à la commercialisation des offres biénergie et aux contraintes techniques et logistiques constatées sur le terrain. Ces données ont permis à Énergir d'améliorer le modèle de prévision et d'ajuster les taux de pénétration, par marché, des transferts attribuables à la biénergie.

Par rapport à l'année passée, les taux de pénétration du secteur résidentiel sont similaires, sauf pour l'année 2024 (46 % l'année dernière par rapport à 34 % cette année). Pour le secteur commercial et institutionnel, les taux de pénétration ont été revus à la baisse pour toutes les années. Au global, les prévisions des transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie ont été revues à la baisse par rapport à l'année passée, justifiées par les éléments mentionnés ci-haut.

- 1.2** Pour chacune des années apparaissant au tableau de la référence (iii), veuillez fournir l'impact net sur l'Évolution de la normale climatique découlant de la mise à jour mentionnée à la référence (iv).

Réponse :

Le calcul de la normale climatique utilise deux intrants : la moyenne historique 30 ans des données climatique (degrés-jour, la vitesse du vent multipliée par les degrés-jour et les degrés-jour de la veille) et des coefficients de réchauffement climatique.

L'impact de la normale climatique sur les livraisons est ensuite déterminé par la part de la demande prévue qui est thermosensible, c'est-à-dire qu'elle est affectée par les degrés-jours de chauffage à la hausse. L'évolution de la demande résulte donc en une variation annuelle qui n'est pas nécessairement stable puisque la composition de la demande évolue. Cet élément est toujours à prendre en considération dans la suite de la réponse à la question.

Lorsque la normale climatique est mise à jour, chaque année, Énergir décale la moyenne 30 ans d'une année (1994 à 2023 est devenu 1995 à 2024). La fenêtre de 30 ans utilisée pour le plan d'approvisionnement de la présente cause tarifaire est de 1995 à 2024. Cependant, la fenêtre de 30 ans utilisée pour la normale climatique de l'année 2024-2025 est de 1994 à 2023, puisqu'elle a été déterminée à la cause tarifaire de l'année dernière.

Chaque année, en raison du réchauffement climatique, un coefficient de réchauffement est utilisé, ce qui a pour effet de réduire le nombre de degrés-jours de chauffage. La variation des livraisons liée à la normale climatique entre la cause tarifaire actuelle et la précédente est donc négative de manière générale. À l'horizon du plan d'approvisionnement, la seule année où ce n'est pas le cas est l'année comprenant le mois de février 2028. En effet, 2028 étant une année bissextile, le mois de février comprend une journée supplémentaire, et donc, une journée additionnelle équivalente en degrés-jours : la consommation de gaz prévue s'en trouve ainsi augmentée.

La ligne intitulée « Impact du 29 février » à la ligne 25 du tableau 19 (référence (iii)) réfère à l'augmentation de la consommation qui n'est pas liée à la température. Ainsi, la variation positive des livraisons liées à la normale climatique de l'année 2028 (ligne 24 du même tableau) reflète d'une part le réchauffement climatique (variation négative des livraisons), d'autre part la quantité de degrés-jours plus importante dans la normale climatique (variation positive des livraisons). Le net des deux est une variation positive.

L'impact de cette mise à jour est le suivant, chaque année :

- (14,9) Mm³ pour l'année 2025-2026 : cette variation considère le réchauffement de la normale climatique (variation négative des livraisons), mais également l'effet du déplacement de la fenêtre d'établissement de la normale de 30 ans d'une année (variation négative des livraisons);
- (3,0) Mm³ pour l'année 2026-2027 : cette variation considère seulement le réchauffement de la normale climatique;
- 5,1 Mm³ pour l'année 2027-2028 : l'écart positif de la normale climatique pour 2027-2028 par rapport à 2026-2027 est principalement associé à la journée additionnelle en février 2028, cette dernière étant une année bissextile;
- (11,0) Mm³ pour l'année 2028-2029 : cette variation considère d'une part le réchauffement de la normale climatique (variation négative des livraisons), mais

également le retrait de la quantité de degrés-jours associés au 29 février de la normale climatique (variation négative des livraisons).

- 1.3 Relativement au tableau de la référence (iii), veuillez expliquer les variations de l'Évolution de la normale climatique (-14,9, -3,0, +5,1, -11,0).

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer aux réponses aux questions 1.2 et 1.4.

- 1.4 Veuillez expliquer, à l'aide d'un exemple chiffré, le lien dont il est question à la référence (iv) entre un écart positif de la normale climatique entre 2026-2027 et 2027-2028 et la journée additionnelle en février 2028. Pour bien comprendre cette relation, veuillez indiquer quel aurait été l'écart de la normale climatique entre 2026-2027 et 2027-2028 n'eût été de la journée additionnelle en février 2028.

Réponse :

Chaque année, la normale climatique évolue avec le réchauffement climatique, ce qui impacte à la baisse les livraisons prévues. Par exemple, la variation négative de 14,9 Mm³ à la ligne 6 de la référence iii).

La normale climatique est calculée selon les degrés-jour, la vitesse du vent multipliée par les degrés-jour et les degrés-jour de la veille.

Lors d'une année bissextile, une journée supplémentaire modifie le calcul de la normale climatique, ce qui se traduit par un impact à la hausse des livraisons prévues. Cet effet est observable par la variation positive de 5,1 Mm³ à la ligne 24 de la référence (iii).

- 1.5 Veuillez fournir les principaux résultats et conclusions de l'« analyse préliminaire du calcul de la normale climatique » dont il est question à la référence (v).

Réponse :

Énergir partagera le fruit de ces analyses complètes lors de la Cause tarifaire 2026-2027.

- 1.6 Veuillez présenter les valeurs des « écarts des deux dernières années » mentionnées à la référence (v).

Réponse :

Le CFR – Stabilisation tarifaire de la température et du vent de 2023-24 est de 35,1 M\$¹ et celui de 2022-2023 est de 21,5 M\$².

¹ R-4288-2024, pièce B-0057, Énergir-10, Document 1, ligne 13, colonne 2.

² R-4242-2023, pièce B-0066, Énergir-10, Document 1, ligne 13, colonne 5.

2. **Référence :** B-0166, page 23, tableau 17.

Préambule :

«

Nombre de clients	Total
4/8 2024-2025	211 228
CT 2025-2026	209 983

»

Demande :

2.1 Veuillez expliquer la baisse de 1 245 clients apparaissant au tableau de la référence entre la prévision 4/8 2024-2025 et la prévision de la CT 2025-2026. Veuillez notamment indiquer le nombre de nouveaux clients et le nombre de clients perdus expliquant une telle baisse et en fournir les principales causes.

Réponse :

La baisse de 1 245 clients est expliquée par une combinaison de deux facteurs :

- Un ajout moins important de clients entre le 4/8 2024-2025 et la CT 2025-2026 (+1 395);
- Une perte de clients légèrement supérieure entre le 4/8 2025 et la CT 2025-2026 (-2 640).

Le contexte d'affaires plus difficile, notamment l'élargissement de *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout*, soutient ces hypothèses.

3. **Références :** (i) B-0166, page 23, ligne 13, à page 24, ligne 16;
- (ii) La Presse du 19 juin 2025 : Interdiction du gaz fossile pour le chauffage - Six mois plus tard, Québec n'a pas avancé; <https://www.lapresse.ca/actualites/environnement/2025-06-18/interdiction-du-gaz-fossile-pour-le-chauffage/six-mois-plus-tard-quebec-n-a-pas-avance.php>, consulté le 19 juin 2025.

Préambule :

- (i) « Le 18 novembre 2024 [note de bas de page omise], le gouvernement québécois (Gouvernement) a annoncé la mise en place de nouvelles règles pour encadrer l'utilisation du gaz naturel dans le secteur du bâtiment. Deux règlements existants sont en voie d'être bonifiés :
- Pour le Règlement sur les appareils de chauffage au mazout, le Gouvernement prévoit un élargissement de sa portée, soit l'interdiction d'installation d'appareils de chauffage au gaz naturel dans les bâtiments résidentiels neufs de moins de 600 m² et de trois étages ou moins, à l'ensemble de la province. Cette interdiction est déjà en vigueur à Montréal, conformément au Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des nouveaux bâtiments. Le ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP) est responsable de ces travaux. Énergir a une estimation claire de l'applicabilité de ce règlement. Dans ce contexte, Énergir a pris en considération l'entrée en vigueur de l'élargissement de ce Règlement à partir de janvier 2026 pour les prévisions des livraisons 2025-2029. Le développement des petits clients résidentiels à l'échelle de la province sera ainsi limité;
 - Pour le Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur, le Gouvernement prévoit une bonification des quantités de gaz de source renouvelable attribuées aux bâtiments existants des secteurs résidentiel, commercial et institutionnel pour qu'à l'horizon 2040, aucun volume de gaz naturel fossile ne soit distribué pour le chauffage de ces secteurs. Il y a peu de détails sur les modalités à l'heure actuelle pour en mesurer les impacts sur les livraisons à l'horizon du plan d'approvisionnement. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 3.1 Relativement au *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout* mentionné à la référence (i), veuillez fournir l'impact sur les volumes pour chaque année qui a été pris en considération par Énergir dans les prévisions des livraisons 2025-2029.

Réponse :

L'impact du *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout* est intégré dans la maturation des nouvelles ventes et est visible aux lignes 9, 18, 27 et 36 du tableau 19 de la référence (i). La maturation des nouvelles ventes inclut différents calculs. Si on isole

uniquement les nouvelles ventes touchées par le *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout*, voici la tendance :

Tableau Q-3.1

	2025	2026	2027	2028	2029
Volumes (Mm ³)	33,3	29,8	25,1	21,4	19,1

- 3.2** Relativement au *Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur* mentionné à la référence (i), veuillez fournir l'impact sur les volumes pour chaque année qui a été pris en considération par Énergir dans les prévisions des livraisons 2025-2029. Dans l'éventualité où aucun impact n'a été considéré, veuillez justifier une telle omission.

Réponse :

Aucun impact relativement au *Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur* n'a été considéré dans la prévision des livraisons 2025-2029, considérant l'absence d'hypothèses claires sur les modifications de celui-ci.

Veuillez s.v.p. vous référer à la section 4, page 24, lignes 10 à 16 de la référence (i) pour le contexte.

- 3.3** Veuillez indiquer si les valeurs fournies en réponse aux deux demandes précédentes tiennent compte du rythme d'avancement évoqué à la référence (ii). Dans l'affirmative, veuillez le démontrer. Dans la négative, veuillez évaluer l'impact d'un tel rythme sur ces valeurs fournies.

Réponse :

Oui. La considération des deux règlements mentionnés aux questions 3.1 et 3.2 est détaillée dans la référence (i), à la section 4 de la page 23, ligne 16 à la page 24, ligne 16.

4. Référence : B-0166, page PDF 46, annexe 1, page 1.

Préambule :

«

ANNEXE 1 - 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 10 ⁶ m ³ (2)	Service interruptible 10 ⁶ m ³ (3)	Total 10 ⁶ m ³ (4)	Service continu 10 ⁶ m ³ (5)	Service interruptible 10 ⁶ m ³ (6)	Total 10 ⁶ m ³ (7)	Service continu 10 ⁶ m ³ (8)	Service interruptible 10 ⁶ m ³ (9)	Total 10 ⁶ m ³ (10)	% (11)
1 2003	4 378	895	5 272	4 366	1 147	5 513	-11	252	241	4,56
2 2004	4 490	898	5 388	4 516	1 042	5 558	27	144	170	3,16
3 2005	4 816	801	5 617	4 496	848	5 344	-320	47	-273	-4,86
4 2006	4 953	769	5 722	4 480	1 011	5 491	-473	242	-231	-4,04
5 2007	5 236	627	5 863	5 307	979	6 286	71	352	423	7,22
6 2008	5 191	704	5 895	4 634	1 195	5 829	-557	491	-66	-1,13
7 2009	4 453	802	5 255	4 112	1 037	5 149	-341	235	-106	-2,02
8 2010	4 046	739	4 785	4 205	1 243	5 449	159	505	663	13,87
9 2011	4 100	988	5 088	4 251	1 209	5 459	151	221	371	7,30
10 2012	4 090	1 253	5 343	4 341	1 074	5 415	250	-179	72	1,34
11 2013	4 633	871	5 504	4 651	855	5 507	18	-16	2	0,04
12 2014	4 932	719	5 651	5 048	708	5 756	116	-11	105	1,86
13 2015	5 293	465	5 758	5 260	485	5 745	-33	21	-12	-0,21
14 2016	5 102	412	5 515	5 294	381	5 674	191	-32	160	2,90
15 2017	5 394	307	5 702	5 530	365	5 894	135	57	193	3,38
16 2018	5 416	296	5 712	5 738	355	6 094	322	59	381	6,67
17 2019	5 687	300	5 987	5 717	369	6 086	30	69	99	1,65
18 2020	5 696	334	6 030	5 475	385	5 860	-221	51	-170	-2,82
19 2021	5 790	233	6 023	5 712	381	6 093	-78	148	70	1,16
20 2022	5 641	209	5 850	5 827	423	6 250	186	214	400	6,84
21 2023	5 854	249	6 103	5 831	366	6 197	-22	116	94	1,53
22 2024	5 899	283	6 181	5 799	366	6 164	-100	83	-17	-0,27
23 2025*	5 718	362	6 080	5 675	437	6 112	-43	75	32	0,52

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 2025 (avant interruptions).

»

Demande :

4.1 Veuillez fournir un tableau du même type que le tableau de la référence, mais pour chaque catégorie de clientèle. Dans l'éventualité où un tel niveau de détail n'existe pas, veuillez en justifier l'absence.

Réponse :

Hormis pour les clients du marché des grandes entreprises, Énergir ne produit pas de prévision par clientèle (résidentiel, commercial, institutionnel) dans le cadre du dossier tarifaire. Le modèle économétrique de prévision petit et moyen débits produit une prévision agrégée.

Pour la clientèle au marché *Grandes entreprises* (industriel), Énergir soumet que le tableau de la référence permet de comparer, dans son ensemble, les prévisions contenues au plan avec les données réelles observées.

5. **Référence :** B-0053, page 4, lignes 8 à 14.

Préambule :

« La capacité combinée minimum de retrait de 1 609 10³m³/jour des appels d'offres est inférieure à celle approuvée par la Régie de l'énergie, soit 1 736 10³m³/jour lors de la Cause tarifaire 2024-2025. 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)

Demande :

5.1 Veuillez élaborer sur le « *projet d'amélioration des prévisions court terme* » dont il est question à la référence.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer aux réponses aux questions de la série 20 de la demande de renseignements n°4 de la Régie, à la pièce Énergir-T, Document 2.

6. **Référence :** B-0058, page 10, lignes 16 à 20.

Préambule :

« Considérant les éléments décrits dans les paragraphes précédents, la méthode proposée représente une solution à la méthode actuelle, mais apporte d'autres enjeux. De plus, l'application de la méthode proposée nécessiterait des changements aux fichiers de travail qui alourdiraient ceux-ci, d'autant plus que potentiellement, l'horizon du plan d'approvisionnement peut être amené à être allongé, dépassant la période de quatre ans. » (Nous soulignons)

Demande :

6.1 Veuillez expliquer en quoi les « *changements aux fichiers de travail qui alourdiraient ceux-ci* » mentionnés à la référence constitueraient un facteur pertinent dans le choix de la méthode de solution recherchée.

Réponse :

Les fichiers de travail pour le calcul de la demande en journée de pointe et du plan d'approvisionnement sont déjà, actuellement, des fichiers de calcul volumineux. L'ajout de nombreuses données d'intrants (en multipliant par trois le nombre d'observations) et de données sortant de la régression pour allonger l'horizon du plan d'approvisionnement, à la suite de l'adoption de la loi 69, viendrait alourdir les fichiers de travail et allongerait le temps nécessaire pour le traitement des calculs. Ce facteur est pertinent dans la mesure où les résultats issus des deux méthodologies demeurent très proches.

7. **Référence :** B-0058, annexe 1, page 8 (PDF 19).

Préambule :

*« 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 Prévision de la demande. Cette méthode repose notamment sur une régression linéaire de la consommation en fonction de différents facteurs comme les degrés-jour, les degrés-jour de la veille, un facteur croisé degrés/jour et vent (Dj*V) et des variables calendaires. »* (Nous soulignons)

Demandes :

- 7.1 Veuillez définir en détail les facteurs « *degrés/jour* » et « *vent* » en indiquant notamment l'endroit (ou les endroits) où sont prises ces mesures.

Réponse :

Les facteurs « degrés/jour » et « vent » proviennent de la base de données d'Énergir qui est une compilation des données météorologiques historiques provenant d'une base de données du fournisseur DTN³. Les données météorologiques provenant de DTN sont par la suite ajustées avec les coefficients de réchauffement climatique d'Ouranos. Le résultat du calcul donne les températures moyennes quotidiennes.

Le facteur « degrés/jour » correspond à la différence entre le seuil de 13 °C et la température moyenne quotidienne, tandis que le facteur « vent » correspond à la vitesse du vent en km/h.

³ [DTN^o | prosper in a dynamic world.](https://www.dtn.com)

7.2 Veuillez justifier le choix mentionné à la référence d'un « *facteur croisé degrés/jour et vent (Dj*V)* » dans la régression linéaire par opposition, par exemple, à inclure séparément ces deux facteurs.

Réponse :

Artelys s'est appuyée sur plusieurs éléments :

- D'une part, car il était le résultat d'études précédentes provenant d'Énergir et d'une revue de littérature scientifique :
 - Le rapport d'étude sur la révision de la méthode de normalisation des revenus a conclu à la pertinence d'intégrer le facteur DJ * V, sans ajout additionnel de l'effet V seul (car non significatif; voir la section 3.1 à la page 13 du rapport Artelys, à l'annexe 1 de la pièce B-0058, Énergir-H, Document 7);
 - C'est aussi le choix tiré de la référence [6], citée à la section 3.1 du rapport Artelys.
- D'autre part, parce qu'il semblait plutôt intuitif que l'impact du vent sur la consommation de gaz ne devait pas être constant (par unité de variation de vitesse du vent), mais devait plutôt varier avec la valeur de température (or une formulation linéaire séparant les deux facteurs suggérerait l'inverse). Autrement dit, l'impact du vent, à travers la température ressentie, s'amplifie certainement avec la diminution des températures (ce que tend à prouver l'adéquation entre les ajustements linéaire et non linéaire, des résidus du modèle de référence sur la variable DJ * V (voir figure 4, section 3.2.1 ou figure 14, section 6.2 de l'annexe 1 de la pièce B-0058, Énergir-H, Document 7).

8. **Référence :** B-0058, annexe 1, page 10 (PDF 21).

Préambule :

« Dans la Figure 1 est représentée l'évolution des coefficients de régression lors des exercices annuels d'estimation successifs. Chaque exercice fait intervenir les données journalières météorologiques et de consommation, s'étalant entre le mois de novembre d'une année (représentée ici en abscisse) et le mois de mars de l'année suivante. Pour chaque variable du modèle, les valeurs moyenne, minimale et maximale obtenues lors des différents exercices ont été représentées à l'aide des droites horizontales noire et rouges. L'écart entre les valeurs maximale et minimale, rapporté à la valeur maximale, permet de se représenter l'amplitude de variation maximale observée sur la période considérée.

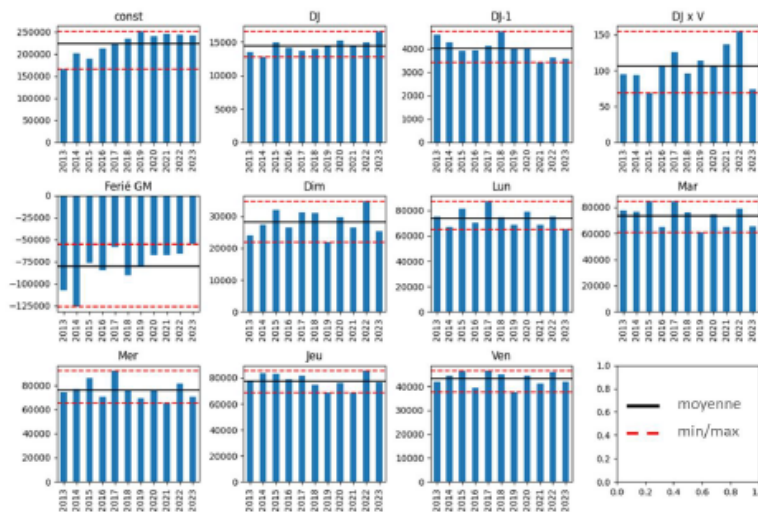


Figure 1 - Evolution des coefficients de régression entre les hivers 2013 et 2023. L'unité de mesure en énergie est le GJ.

» (Nous soulignons)

Demandes :

- 8.1 L'AHQ-ARQ comprend que l'exercice décrit à la référence vise à établir la prévision des besoins en journée de pointe. Dans ce contexte, veuillez justifier d'utiliser les données journalières de toutes les journées entre novembre et mars, étant entendu que ces journées ne présentent pas toutes des conditions de pointe annuelle. Par exemple, veuillez commenter sur la possibilité de n'utiliser que les journées les plus froides pour la recherche de la meilleure méthode à retenir.

Réponse :

Comme le modèle de prévision est une régression linéaire, l'estimation de la variation de la consommation dépend de la pente établie par la relation entre la consommation et les variables influençant cette consommation (dans le modèle, DJ, DJ-1, et DJ*DV et les variables calendaires). Le coefficient de corrélation élevé issu de la régression est la preuve que les données qui sont incluses dans le modèle démontrent une variation extrêmement corrélée avec la consommation de la clientèle. Ainsi, la période de novembre à mars comporte une variation de points de consommation et de variables influençant cette consommation pertinente à l'extrapolation requise pour estimer les besoins en journée de pointe.

De plus, l'utilisation des journées « plus froides » provoquerait d'autres enjeux, comme la définition même du seuil de ce qui peut être considéré comme étant les journées « plus froides » et une réduction de l'échantillon des points d'observation qui pourraient être utilisés dans la régression.

8.2 Veuillez fournir les valeurs chiffrées des graphiques apparaissant à la référence sous la forme d'un chiffrier Excel avec formules apparentes.

Réponse :

Toutes les analyses d'Artelys ont été réalisées à l'aide du langage Python. Ainsi, il n'est pas possible de fournir de fichier Excel avec des formules. Artelys fournit néanmoins les valeurs numériques obtenues, à l'annexe Q-8.2.

CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

9. **Référence :** B-0158, page 7, lignes 11 à 13.

Préambule :

« Il est à noter que la refonte du service interruptible (R-3867-2013, phase 4) pourrait également modifier les besoins d'approvisionnement, mais l'impact précis sur le plan d'approvisionnement ne peut être projeté tant que le nouveau service interruptible ne sera pas en vigueur. » (Nous soulignons)

Demande :

9.1 Veuillez indiquer à quel moment Énergir prévoit déposer la refonte du service interruptible dont il est question à la référence.

Réponse :

Énergir prévoit déposer les suivis demandés par la Régie dans sa décision D-2021-109 relatifs à la nouvelle offre interruptible dans le cadre de la phase 4 du dossier R-3867-2013, tel que demandé par la Régie.

Énergir prévoit déposer la preuve relative au sujet B de cette phase au cours de l'été 2026, dans laquelle elle compte inclure ce sujet.

10. **Référence :** B-0158, page 8, ligne 21, à page 9, ligne 2.

Préambule :

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

Demandes :

10.1 Veuillez démontrer à l'aide des données historiques maintenant disponibles que l'approche prudente (délai de deux ans) mentionnée à la référence est toujours nécessaire en fonction de l'expérience vécue à date.

Réponse :

Tableau Q-10.1
Moyenne des injections par producteur pour les mois de janvier et février

	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
VSH Saint-Hyacinthe	■	■	■	■	■	■	■
Coop Carbone Warwick	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.	■	■	■
ADM Candiatic	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.	■	■	■
CTBM Saint-Pie	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.	■	■
SEMECS Varennes	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.	■	■
WAGA St-Étienne-des-Grès	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.	■
WAGA Chicoutimi	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.	■

Pour être considérées comme un outil pouvant répondre à la demande de pointe, les capacités doivent être disponibles au cours de la période hivernale. En regardant la moyenne de la production des mois de janvier et de février, qui sont généralement les mois les plus froids de l'hiver, il s'avère que malgré les tendances croissantes des injections des producteurs en franchise, il peut arriver que les injections baissent d'une année à l'autre, témoignant d'un besoin d'adaptation, notamment lors du démarrage.

- 10.2** Veuillez expliquer ce qu'Énergir entend par l'expression « *dans la mesure où les quantités produites quotidiennement sont constantes* » dans le contexte de la référence.

Réponse :

Énergir attend que la production d'un site atteigne une constance, c'est-à-dire un volume prévisible, avant d'inclure le volume comme étant prévu être disponible en journée de pointe. Par exemple, dans le tableau 10.1, on peut observer pour le site de Saint-Hyacinthe une inconstance de production en hiver jusqu'à tout récemment.

11. **Référence :** B-0158, page 10, lignes 17 à 24.

Préambule :

« Énergir a établi son plan d'approvisionnement 2026-2029 en supposant :

- *la fin des travaux de remplacement des vaporisateurs à l'usine LSR en octobre 2025 [note de bas de page omise]. 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)*

Demandes :

11.1 Veuillez fournir une liste des bris d'équipements dont il est question à la référence avec pour chacun les dates d'indisponibilité et la valeur de la perte de capacité.

Réponse :

Vers la fin décembre (21 et 23 décembre 2024) des difficultés d'allumage des brûleurs et un régulateur non fonctionnel ont occasionné la non-disponibilité d'un des nouveaux vaporisateurs, réduisant la capacité de vaporisation de l'usine LSR à 63 %. Les vaporisateurs ont été remis en service avec une disponibilité complète le 13 janvier 2025. Durant cette période, Énergir a suivi les prévisions météorologiques de près, et comme aucune journée de pointe n'était projetée sur cette période, aucun outil de remplacement n'a été acheté. Cependant, dans le cas où des journées froides avaient été prévues, Énergir aurait pu avoir à déboursé plus de 2 M\$ par jour pour compenser la perte de disponibilité.

Vers la fin février 2025, d'autres problèmes sont survenus avec les vaporisateurs, ce qui a occasionné une disponibilité d'à peine 40 % de la capacité de vaporisation pour une journée donnée. Heureusement, la capacité disponible a été suffisante pour répondre à la demande cette journée-là, et Énergir n'a pas eu à déboursé de coûts additionnels.

11.2 Veuillez quantifier les réductions de « capacités projetées disponibles en tout temps » pour l'hiver 2025-2026 dont il est question à la référence.

Réponse :

Énergir a pris certaines hypothèses afin d'établir la réduction des capacités de vaporisation de l'usine LSR pour l'hiver 2025-2026. Une hypothèse de départ, où Énergir n'aurait accès qu'aux deux vaporisateurs installés lors de l'année 2024-2025 alors que les deux nouveaux vaporisateurs seraient hors service, a été jugée trop sévère et non représentative de la situation vécue à l'hiver 2023-2024. Ainsi, Énergir établit la réduction en fonction d'un problème sur un vaporisateur fonctionnant à 60 % sur la durée d'une journée gazière, ce qui implique une réparation en cours de journée correspondant à 606 10³m³.

DÉPENSES D'EXPLOITATION

- 12. Références :** (i) B-0081, page 3, lignes 6 à 19;
(ii) B-0081, page 4, lignes 4 à 9.

Préambule :

- (i) « En guise de rappel, le cadre réglementaire prenant fin au 30 septembre 2025 comportait les éléments approuvés suivants :
- un mécanisme de découplage des revenus;
 - un mécanisme de partage des écarts de rendement;
 - la reconduction pour trois ans du taux de rendement sur l'avoir présumé et de la structure en capital;
 - une formule de fixation des dépenses d'exploitation.

Énergir propose dans le document qui suit la reconduction des deux premiers éléments, soit les mécanismes de découplage des revenus et de partage des écarts de rendement.

En ce qui concerne le taux de rendement, la Régie en a déjà autorisé la reconduction pour les années tarifaires 2025-2026 et 2026-2027, en phase 1 du présent dossier [note de bas de page omise]. Énergir rappelle également que l'établissement des tarifs pour l'année 2025-2026 se fait sur la base de l'examen complet du coût de service, incluant les dépenses d'exploitation. L'établissement d'une formule de fixation de ces dépenses ne s'avère donc pas utile pour cette année. » (Nous soulignons)

- (ii) « Ce mécanisme de découplage permet de réduire la volatilité des trop-perçus (TP) et des manques à gagner (MAG) tout en valorisant la saine gestion des coûts, puisqu'il favorise la mise en place de mesures visant à accroître la productivité. En effet, en retournant à la clientèle les écarts entre les revenus réels et le revenu requis autorisé, Énergir ne peut générer de TP que dans le cadre d'une gestion rigoureuse de ses coûts. Par conséquent, aucun écart du bénéfice net n'est généré par des écarts de prévision de volume. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 12.1** Relativement à la référence (i), veuillez comparer les dépenses d'exploitation pour l'année 2025-2026 découlant de « l'examen complet du coût de service » avec les dépenses d'exploitation qui auraient été calculées à l'aide de la « *formule de fixation des dépenses d'exploitation* ».

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la pièce B-0130, Énergir-N, Document 8, page 3, ligne 13.

- 12.2** Relativement à la référence (ii), veuillez fournir la liste des mesures mises en place visant à accroître la productivité pour l'année 2025-2026.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements n° 1 de l'ACIG, à la pièce Énergir-T, Document 3.

- 12.3** Veuillez indiquer le pourcentage de productivité (référence (ii)) qui a été intégré dans les dépenses d'exploitation dans l'examen du coût de service (référence (i)).

Réponse :

La préparation du budget des dépenses d'exploitation en coût de service requiert la documentation détaillée par secteur et par groupe de nature comptable des dépenses prévues.

Veuillez s.v.p. vous référer à la pièce B-0130, Énergir-N, Document 8 pour le détail et les explications des dépenses d'exploitation pour l'année 2025-2026. Il n'y a pas de pourcentage de productivité intégré dans les dépenses d'exploitation dans l'examen du coût de service.

- 13. Référence :** B-0084, page 13, lignes 4 à 7.

Préambule :

« À cet effet, conserver le profil actuel permet à Énergir de dégager une valeur comparative d'année en année et de continuer à détailler l'impact et les raisons de ces variations et la modification de ce profil ayant pour seul but de réduire le constat de la fin d'année ne semble pas utile à la vue des résultats de cette analyse. » (Nous soulignons)

Demande :

- 13.1** Veuillez élaborer, avec des exemples au besoin, sur l'impossibilité de dégager une valeur comparative d'année en année dans le cas où Énergir ne conserverait pas le profil actuel, tel qu'il le propose à la référence.

Réponse :

Avec le même profil de base au plan d'approvisionnement, il est possible de faire une analyse d'année en année afin de comparer les données réelles avec le profil de base.

En ayant des profils différents chaque année, Énergir obtiendrait des données ponctuelles sur l'efficacité de sa stratégie réelle d'injections et de retraits pour une année donnée. Il deviendrait alors difficile de comparer à long terme la gestion des injections et des retraits au site d'entreposage à Dawn.

14. Référence : B-0158, page 17, lignes 8 à 10.

Préambule :

« Lors de l'hiver 2022-2023, Énergir a cependant constaté que malgré l'application des nouvelles modalités des retraits interdits lors d'interruption [note de bas de page omise], plusieurs clients interruptibles ont tout de même consommé du gaz naturel en journée de pointe. »

Demande :

14.1 Pour chacun des hivers 2022-2023, 2023-2024 et 2024-2025, veuillez fournir un tableau du nombre de clients interruptibles qui ont tout de même consommé du gaz naturel en journée de pointe, tel que mentionné à la référence, de même que les volumes associés.

Réponse :

La journée de pointe en 2022-2023 était particulièrement froide et avait comme particularité que le gaz d'appoint interruption n'était pas disponible. C'est cette situation spécifique qui a engendré des retraits interdits importants et mis la sécurité d'approvisionnement à risque. À l'extérieur de cette journée, du gaz d'appoint interruption a été disponible pour la clientèle et, par conséquent, aucune autre journée n'a engendré un niveau de retraits interdits aussi important.

L'information sur les retraits interdits est disponible dans les rapports annuels produits par Énergir. Pour l'information relative à l'année 2022-2023, veuillez s.v.p. vous référer à la pièce B-0082 (Énergir-12, Document 8 du Rapport annuel 2023 (R-4242-2023) et, pour celle relative à l'année 2023-2024, à la pièce B-0160 (Énergir-12, Document 14) du Rapport annuel 2024 (R-4288-2024). L'information relative à l'année 2024-2025 sera produite au Rapport annuel 2025.

PRÉVISION D'APPROVISIONNEMENT EN GSR

15. **Référence :** B-0162, page 21, réponse 6.2.3.

Préambule :

« Tel que démontré à la réponse à la question 6.1.1., le plafond volumétrique et la marge de manoeuvre de 20% accordée par la Régie permet à Énergir d'avoir la flexibilité requise pour aller chercher des volumes supplémentaires afin de pallier des livraisons inférieures aux prévisions. Énergir a aussi l'option de s'approvisionner sur le marché court terme, au besoin, pour atteindre son obligation réglementaire. » (Nous soulignons)

Demande :

15.1 Pour chacune des années de l'horizon du Plan d'approvisionnement gazier faisant l'objet du présent dossier, veuillez fournir une estimation du potentiel d'approvisionnement sur le marché de court terme mentionné à la référence.

Réponse :

Le potentiel disponible de volumes sur le marché de court terme (la période à laquelle Énergir réfère pour « court terme » est généralement de 2 ans ou moins⁴) est difficilement prévisible, car il dépend directement de la quantité de volumes n'ayant pas trouvé d'acquéreur à un moment donné, pour une période donnée. Les prix recherchés à court terme sont généralement plus élevés en comparaison avec des prix convenus sur des contrats à long terme. Énergir rappelle qu'il s'agit d'une option, qui est évaluée au besoin, pour combler des manques sur son obligation réglementaire.

⁴ Dossier R-4257-2024, pièce B-0033, Énergir-H, Document 7, pp. 13-14.

Coefficients de régression entre les hivers 2013 et 2023
(GJ)

Année	const	DJ	DJ-1	Ferié	Dim	Lun	Mar	Mer	Jeu	Ven	DJ x V
2013	165 890,72	13 442,28	4 598,09	-107 742,17	24 012,94	75 206,94	77 345,67	74 303,79	77 859,53	41 927,29	94,55
2014	201 241,15	12 826,46	4 280,15	-125 883,18	27 191,87	67 032,85	76 589,19	76 952,67	83 582,18	44 293,97	93,43
2015	189 296,86	14 977,17	3 905,58	-76 495,52	32 010,53	81 456,40	84 138,41	86 393,78	82 828,22	46 393,82	68,59
2016	212 766,77	14 117,76	3 946,22	-84 995,78	26 546,80	70 201,09	65 136,10	70 403,28	79 077,46	39 393,89	105,37
2017	221 940,36	13 665,07	4 141,43	-57 960,88	31 163,74	87 302,33	84 561,78	92 117,06	81 294,45	46 498,08	125,66
2018	234 764,90	13 978,31	4 742,89	-90 503,56	30 966,92	74 831,98	76 018,38	75 707,42	74 568,16	44 989,70	95,28
2019	251 019,74	14 473,99	4 058,81	-79 814,36	21 731,16	68 590,28	60 631,91	69 376,34	68 639,11	37 694,00	114,21
2020	239 976,16	15 239,18	4 001,84	-67 934,86	29 745,94	78 708,60	74 461,74	76 240,64	76 153,18	44 512,29	105,87
2021	245 114,42	14 490,04	3 414,71	-67 659,26	26 459,71	68 459,48	65 108,29	65 007,73	68 531,12	41 230,63	136,09
2022	243 178,13	14 974,88	3 620,39	-66 364,82	34 664,01	75 451,39	78 778,82	81 298,36	85 391,16	46 108,74	154,61
2023	241 708,31	16 592,10	3 561,86	-55 529,45	25 200,96	65 047,89	65 746,19	70 392,05	76 687,28	41 827,70	73,62